

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**20003** *Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.*

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece en su artículo 92 que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros, estableciendo los valores concretos de dichos peajes o un sistema de determinación y actualización automática de los mismos. A su vez, el artículo 91.2 de la citada ley dispone que reglamentariamente se establecerá el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones. Por último, el artículo 65 determina que el Ministerio de Economía (remisión que debe entenderse efectuada al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará la normativa de gestión técnica del sistema que tendrá por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas.

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 de gas natural, recoge en su artículo 25 los criterios para la determinación de tarifas, peajes y cánones, y señala que se seguirán los objetivos de retribuir las actividades reguladas, asignar de forma equitativa los costes, incentivar el uso eficiente del gas natural y del sistema gasista, y no producir distorsiones sobre el mercado, determinando que el Ministro de Economía, mediante Orden ministerial, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para los distribuidores, y de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

El citado Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en sus artículos 16.6 y 20.5, dispone que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá, antes del día 1 de enero de cada año, los costes fijos por retribuir para cada empresa o grupo de empresas para ese año, para las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte y distribución así como los valores concretos de los parámetros para el cálculo variable que les corresponda.

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución, suministro a tarifa y el coste de compra venta de gas, la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de la actividad de regasificación y la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo, modificaron sustancialmente el sistema de retribución para las actividades de regasificación y almacenamiento hasta entonces aplicado.

Así, la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, determinó la fórmula de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de gas natural y de las instalaciones de transporte anteriores al 1 de enero de 2008, mientras que la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, y la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, aprobaron las retribuciones de las instalaciones de regasificación y almacenamiento subterráneo de la red básica, determinando los valores de los costes de explotación fijos y variables, junto con las fórmulas de actualización para años sucesivos.

Por otra parte, el Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, reguló un nuevo sistema de retribución de la actividad de transporte de gas natural para estas instalaciones. En particular, su artículo 6 dispone que se devengará una retribución a cuenta a partir del 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio de las instalaciones. Asimismo, dicho real decreto, en su disposición adicional segunda establece que la Comisión Nacional de Energía remitirá un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre la retribución de determinadas actividades reguladas para el año siguiente. En cumplimiento de lo anterior, la Comisión Nacional de Energía evacuó dicho informe con fecha de 26 de noviembre de 2010, que ha sido tenido en cuenta en la elaboración de la presente orden.

Por su parte, el anexo I del 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, concreta en su apartado 3 un procedimiento de actualización anual de los derechos de acometida. Finalmente, de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, en la presente orden se regulan las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida.

La presente orden ha sido objeto del Informe 40/2010 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado por su Consejo de Administración de 21 de diciembre de 2010, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Mediante acuerdo de 27 de diciembre de 2010, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar la presente orden.

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

## Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden la determinación de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas en vigor a partir del día 1 de enero de 2011, el establecimiento de la retribución para el año 2011 de las empresas que realizan actividades reguladas, así como la determinación de los valores unitarios de inversión y costes fijos y variables de explotación de los activos adscritos a dichas actividades reguladas.

2. Asimismo, se establecen para el año 2011 las tarifas de alquiler de contadores y de equipos de teled medida junto con los derechos de acometida para los suministros con presión de suministro inferior o igual a 4 bar en los términos que señalan respectivamente los anexos II y III de la presente orden.

## Artículo 2. *Peajes y cánones.*

1. Los importes antes de impuestos de los peajes y cánones asociados al uso de las instalaciones de la red básica, transporte secundario y distribución de gas natural en vigor a partir del 1 de enero de 2011 son los establecidos en el anexo I de esta orden.

2. Dichos peajes y cánones han sido establecidos de acuerdo con los criterios previstos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en los artículos 25 y 26 del Real Decreto 949/2001, 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.

## Artículo 3. *Cuotas destinadas a fines específicos.*

1. Las cuotas destinadas a la retribución del Gestor Técnico del Sistema y de la Comisión Nacional de Energía serán del 0,42 por ciento y del 0,153 por ciento

respectivamente, aplicables como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones a que hace referencia el artículo 1 de la presente orden y que deberán recaudar las empresas transportistas y distribuidoras.

2. Sin perjuicio de lo anterior, la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema correspondiente al año 2011 será de 11.444.941 euros. La Comisión Nacional de Energía incluirá en la liquidación 14 del año 2011 la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por el Gestor Técnico del Sistema por la aplicación de la cuota establecida en el apartado anterior y su retribución correspondiente al año 2011.

3. Dicha retribución podrá ser actualizada por resolución del Director General de Política Energética y Minas en cuanto se disponga de la propuesta de incentivo retributivo al Gestor Técnico del Sistema al objeto de promover la eficiencia en la gestión del todo el sistema gasista, de acuerdo con el mandato a la Comisión Nacional de Energía incluido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

#### Artículo 4. *Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones.*

1. La capacidad de acceso contratada a plazos superiores a un año sólo podrá reducirse transcurrido un año después de haber efectuado la reserva de capacidad inicial o de haber realizado cualquier modificación sobre la misma, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.3, del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

2. Las empresas distribuidoras y transportistas velarán por la correcta aplicación de los peajes y cánones que correspondan según la regulación en vigor.

Las empresas transportistas y distribuidoras determinarán el escalón de peaje de transporte y distribución aplicable a cada consumidor según su consumo anual, de acuerdo con lo siguiente:

a) En el caso de contratos de acceso de duración superior o igual a un año, se considerará el consumo del último año natural disponible, o en su defecto el consumo de los últimos doce meses.

En el caso de nuevos contratos de acceso, o de que se modifique la capacidad contratada, se considerará una previsión de consumo. El factor de carga del consumo previsto en relación a la capacidad contratada no superará 0,8. Al cabo de doce meses, si el consumo real observado no corresponde al escalón de peaje que se hubiera aplicado, se procederá a refacturar los peajes de acceso considerando el escalón de consumo que corresponda al consumo real.

b) En el caso de contratos de duración inferior a un año el escalón de peaje aplicable será el resultado de multiplicar el caudal diario contratado por 330 días. Una vez que haya transcurrido el contrato, si el consumo real observado multiplicado por 365 y dividido por los días del contrato no corresponde al escalón de peaje que se hubiera aplicado, se procederá a refacturar los peajes de acceso considerando el escalón de consumo que corresponda al consumo real.

3. El canon de almacenamiento de GNL, que se especifica en el anexo I de la presente orden, se facturará por todo el volumen del gas efectivamente almacenado.

4. Toda recaudación en concepto de peajes y cánones será comunicada a la Comisión Nacional de Energía e 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.

5. 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 apartados anteriores del presente artículo, será soportada por la compañía responsable de su facturación. La Comisión Nacional de Energía efectuará el cálculo de las liquidaciones correspondientes sin tener en cuenta dichas disminuciones.

## Artículo 5. *Facturación aplicable a las liquidaciones.*

1. Afectos del cálculo de los ingresos liquidables, se computarán los correspondientes por la aplicación de los peajes y cánones y las cuotas destinadas a la Comisión Nacional de Energía y al Gestor Técnico del Sistema, a las cantidades de gas suministradas y a las capacidades contratadas.

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

## Artículo 6. *Información en la facturación.*

En la facturación de los peajes y cánones se indicarán, con la mayor desagregación posible, las variables que sirvieron de base para el cálculo de la cantidad a cobrar, incluido el valor promedio del poder calorífico superior del gas suministrado durante dicho período, expresado en kWh/m<sup>3</sup> (n). En particular, se desglosarán los porcentajes destinados al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía.

## Artículo 7. *Facturación de periodos con variación de peajes.*

La facturación de peajes y cánones correspondientes a períodos 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 8. *Contratos anteriores.*

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 superior a 500.000 kWh/año e igual o inferior a 30.000.000 kWh/año, les serán de aplicación los peajes 2.bis que figuran en el apartado quinto.3 del anexo I de esta orden, salvo que hubieran optado por acogerse a los peajes el Grupo 3.

A los consumidores que a 31 de diciembre de 2010 se les estuviera aplicando el peaje 2.1.bis se les pasará a aplicar el peaje que les corresponda del Grupo 3. Esta asignación se deberá realizar de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de la presente orden.

## Artículo 9. *Telemedida.*

1. Todos los consumidores, ya sean firmes o interrumpibles, 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 estos efectos, el consumo anual se determinará según los criterios indicados en el artículo 4.2 de esta orden.

2. Las empresas distribuidoras y transportistas notificarán dicha obligación a los usuarios que no dispongan de equipos de telemetria operativos y que superen el umbral establecido en el apartado anterior. Los consumidores que superen por primera vez este límite, deberán instalar equipos con telemetria en el plazo de seis meses, a contar a partir del momento en que se supere el umbral indicado en el apartado anterior, de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 4. En el caso de nuevos puntos de conexión, las empresas distribuidoras y transportistas verificarán el cumplimiento de esta obligación.

3. Las empresas distribuidoras y transportistas deberán custodiar las lecturas diarias de estos contadores durante al menos cinco años. En el caso de que se contrate el acceso

al punto de conexión mediante modalidades de contratación que estén relacionadas con el consumo nocturno/diurno las empresas distribuidoras y transportistas deberán custodiar las lecturas horarias de los contadores con telemedida.

4. Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500.000 kWh/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.

5. En el caso de consumidores acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5, 2.6, o a los peajes interrumpibles asociados y que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio por un período superior a un mes, serán facturados por el peaje 2.4, multiplicado por el correspondiente coeficiente en el caso de tratarse de peaje interrumpible.

6. En el caso de consumidores acogidos a los peajes 2.3 y 2.4 o a los peajes interrumpibles asociados, que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 y el término fijo de su respectivo peaje, multiplicado por el correspondiente coeficiente en el caso de tratarse de peaje interrumpible.

7. En el caso de consumidores acogidos al peaje 2.3 bis que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 bis y el término fijo de su respectivo peaje.

8. En los casos de consumidores acogidos a los peajes 3.4 y 3.5 que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 3.1 y el término fijo de su respectivo peaje.

9. En los casos descritos en los apartados 5, 6, 7 y 8, 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 ( $Q_m$ ) 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.

#### Artículo 10. *Contratos de acceso de duración inferior a un año.*

1. A los contratos de acceso a las instalaciones de regasificación y de transporte y distribución por periodos inferiores a un año se les aplicará lo establecido en el presente artículo, así como los artículos 4 y 9.

En el caso de la contratación de capacidad de transporte y distribución, sólo se aplicará lo establecido en el presente artículo si el punto de suministro dispone de equipos de telemedida operativos. En este caso, las capacidades contratadas a plazos menores a un año podrán ser adicionales a capacidades contratadas a plazos superiores a un año en el mismo punto de suministro exclusivamente entre los meses de abril y septiembre, ambos incluidos.

2. El consumo que se produzca en dicho punto de suministro se asignará primeramente a los contratos a plazos superiores hasta que se alcance su capacidad contratada, a partir de la cual el consumo se asignará a los contratos a plazos inferiores.

En particular, se utilizará este criterio para determinar el escalón de peaje de transporte y distribución aplicable a que hace referencia el artículo 4, y para calcular la facturación por los términos variables.

3. El término de reserva de capacidad ( $T_{rc}$ ), el término fijo del peaje de regasificación ( $T_{fr}$ ), el término fijo del peaje de conducción ( $T_{fi}$ ) y el término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas ( $T_{fc}$ ) aplicables a capacidades de acceso contratadas a plazos inferiores a un año, se calcularán utilizando los coeficientes que se indican en el anexo I.

4. A los efectos de los establecido en los artículos 30 y 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, las diferencias entre el caudal total máximo medido y el caudal total máximo contratado para el conjunto de contratos de acceso, se imputarán al contrato de acceso cuyo término fijo sea mayor.

5. En la formalización de contratos de acceso en puntos de suministro en los que hubiera existido un contrato de acceso, sólo podrán ser de aplicación derechos de alta cuando la nueva contratación suponga una ampliación del caudal máximo en relación al caudal máximo contratado en el pasado, y sea necesaria la prestación por parte del distribuidor de los servicios a que hace referencia el artículo 29 del 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.

#### Artículo 11. *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.

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. En el caso de que el consumidor sea un generador eléctrico, deberá firmar igualmente el Operador del Sistema Eléctrico.

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.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del Gestor Técnico del Sistema, y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará anualmente las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad, en función de la evolución del mercado y las necesidades zonales del sistema gasista.

2. Condiciones de aplicación de la interrumpibilidad:

- a) Período de preaviso de 24 horas.
- b) Duración total máxima de las interrupciones en un año:
  - 1.º) Contrato de interrupción tipo «A»: 5 días.
  - 2.º) Contrato de interrupción tipo «B»: 10 días.

Las interrupciones anteriores se contabilizarán en el período de doce meses que corresponda al período de adjudicación.

3. 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 dé lugar la citada interrupción.

#### 4. 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 causas señaladas en el apartado anterior y requerirá comunicación previa al Secretario de Estado 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.

#### 5. 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 doce meses siguientes a aquél en el que se incumplió la solicitud de interrupción. Asimismo, el incumplimiento supondrá la cancelación automática del convenio.

#### 6. Peajes aplicables:

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. Los consumidores situados en zonas en las que exista necesidad de contratación de accesos interrumpible por razones de seguridad de suministro, podrán solicitar el acceso en condiciones de interrumpibilidad siempre que acepten las condiciones para esta modalidad de acceso y cumplan las condiciones establecidas en el presente artículo.

#### Artículo 12. *Coste de transporte imputado al gas en tránsito.*

Al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre se le aplicará el peaje de transporte y distribución 1.3 vigente multiplicado por el factor 0,7. En el caso de contratos de duración inferior a un año, se aplicará lo establecido en el artículo 10 de la presente orden.

#### Artículo 13. *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 todos los conceptos del término de conducción establecido en el anexo I que correspondan a cada usuario por el factor 0,8.

Artículo 14. *Retribución específica de instalaciones de distribución.*

1. Las empresas distribuidoras podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas, una retribución específica para acometer la gasificación de núcleos de población que no dispongan de gas natural. A estos efectos, se considerarán núcleos de población los municipios y las unidades poblacionales definidas por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

La retribución específica será asignada a las instalaciones de conexión con la red de gasoductos existente. Igualmente, se podrá solicitar dicha retribución para reemplazar plantas satélite existentes de gas natural licuado (GNL) por una conexión con la red de gasoductos.

2. Para acceder a retribución específica de instalaciones de conexión para la distribución de gas natural se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- a) Que el núcleo de población no disponga de suministro de gas.
- b) Que exista un convenio o acuerdo con la comunidad autónoma, o con el organismo que tenga las competencias en la materia, para la gasificación del núcleo de población. En el convenio deberán figurar de forma individualizada los núcleos de población a gasificar y, en su caso, las aportaciones de la comunidad autónoma (desglosando las aportaciones destinadas al ramal de conexión y a la red de distribución).

Se considerará cumplido este requisito en los casos en que la empresa distribuidora disponga de autorización administrativa para la ejecución de las instalaciones para la gasificación del núcleo de población, o cuando la empresa sea beneficiaria de alguna subvención otorgada por la comunidad autónoma para la gasificación del núcleo de población.

c) 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 el ramal de conexión.

d) 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 satélite de GNL, 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, la seguridad y los aspectos medioambientales.

e) Que la construcción de las instalaciones se inicie en el año de la convocatoria o en todo caso antes del final del año siguiente al de la misma. Además, la construcción de las instalaciones deberá concluir como máximo en dieciocho meses contados a partir de la fecha de la resolución por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica.

f) Los proyectos referentes a núcleos de población que ya hayan recibido alguna retribución específica en anteriores convocatorias, aún cuando esta no hubiera sido por el importe total solicitado, no podrán ser objeto de una nueva retribución específica sea cual sea la nueva cuantía solicitada, a no ser que realicen una renuncia expresa de carácter previo -junto a la nueva solicitud de retribución específica- a la cuantía previamente otorgada. La citada renuncia no asegurará la obtención de retribución en la nueva convocatoria.

3. Las solicitudes de retribución específica de distribución deberán realizarse con anterioridad al 30 de junio de cada año, acompañando la solicitud de la siguiente documentación:

- a) Descripción del núcleo de población mediante los códigos de once dígitos publicados por el INE en su página web, con el máximo desglose.
- b) Descripción técnica de la red de distribución y ERMs, acompañada de esquema hidráulico y planos de ubicación de las instalaciones propuestas.
- c) Descripción técnica del ramal de conexión acompañada de esquema hidráulico y planos de ubicación de las instalaciones propuestas.

- d) Presupuesto de inversiones, desglosando la correspondiente a la retribución específica solicitada.
- e) Puntos de consumo y demanda prevista para cada nivel de presión en un horizonte de treinta 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.
- f) Análisis de inversión del proyecto de gasificación del núcleo de población sin el ramal 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.
- g) Análisis de inversión del proyecto de gasificación del núcleo de población incluyendo la inversión en el ramal 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.
- h) Aportaciones de fondos públicos.
- i) Cuantificación de la retribución solicitada.
- j) Documentación acreditativa del cumplimiento de algunos de los requisitos establecidos en el apartado 1.a de este artículo.

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 que se indique.

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. Las solicitudes se valorarán en función directa a la aportación de la Comunidad Autónoma y/u otros entes públicos y en función inversa a la cantidad solicitada 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 provincia. A estos efectos se utilizará el índice de gasificación de las provincias que será publicado 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.

4. 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. A estos efectos, la tasa de retribución a aplicar será la media de los últimos doce meses anteriores al 1 de noviembre del año anterior al de la convocatoria de los Bonos del Estado a diez años o tipo de interés que lo sustituya, más 150 puntos básicos.
- c) La retribución específica necesaria de forma que ésta 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.

d) En cualquier caso, la empresa beneficiaria de la retribución específica será aquella empresa distribuidora que efectivamente realice la gasificación del núcleo de población, de acuerdo con las autorizaciones otorgadas por la administración competente, siempre y cuando la nueva beneficiaria haya solicitado dicha retribución específica, y no haya sido descalificada. La cantidad a percibir por la nueva beneficiaria será la cantidad menor entre la cantidad concedida de retribución específica y la cantidad solicitada por la nueva beneficiaria.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá en la resolución los criterios de minoración de la retribución específica en aquellos casos en que las cuantías de la inversión realizada o las subvenciones otorgadas difieran de las declaradas por la empresa en su solicitud.

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. Para ello las empresas distribuidoras deberán aportar a la Comisión Nacional de Energía la siguiente documentación:

- a) Autorización administrativa para la ejecución de las instalaciones y licencia de obras.
- b) Planos de ubicación del ramal de conexión y de la red de distribución puestas en gas acompañadas de esquema hidráulico con indicación de las características técnicas de las instalaciones.
- c) Copia de la documentación que acompañaba a la solicitud de retribución específica del proyecto presentado ante la Dirección General de Política Energética y Minas.
- d) Acta de puesta en servicio o certificación de la comunidad autónoma correspondiente a la puesta en gas de las instalaciones objeto de la retribución específica.
- e) Certificación de la comunidad autónoma, o ente público del desembolso de la ayuda.
- f) Auditoría de la inversión objeto de la retribución específica otorgada.
- g) Cualquier información adicional a solicitud de la Comisión Nacional de Energía.

6. Para el año 2011 la retribución específica anual para el conjunto del sector no podrá superar en ningún caso la siguiente cantidad:

$$RDn = 23.000.000 \text{ € -RTS.}$$

Donde:

RDn: Retribución específica de distribución máxima asignada para el año 2011.

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. A efectos de cálculo se computará como retribución la anualidad completa a cuenta correspondiente a la instalación al año siguiente al de la puesta en marcha.

7. De la totalidad de la cantidad designada en el apartado 6, se reservará un máximo de 5.000.000 euros para las instalaciones de conexión de las redes de distribución con la red de gasoductos de núcleos de población situados en el ámbito territorial del archipiélago canario.

Esta retribución específica podrá destinarse, además de a las instalaciones de conexión de gas natural, a las instalaciones necesarias para la distribución de gas manufacturado, siempre que tanto el gas suministrado, como las propias instalaciones de distribución sean compatibles con el gas natural y la autorización esté condicionada a la transformación de las mismas para su funcionamiento con gas natural cuando este combustible esté disponible. En ningún caso se incluirán las plantas satélite de aire propanado.

La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá en la resolución de inclusión la forma y condicionantes para la liquidación de la retribución correspondiente a las instalaciones de distribución.

Si la retribución específica obtenida por los proyectos presentados en el archipiélago canario no alcanzase 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.

*Artículo 15. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.*

1. En aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria vigésima «Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares», de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, las compensaciones por suministro de aire propanado aplicables a las Islas Baleares dejarán de estar en efecto desde el 1 de enero de 2012.

2. El precio de cesión a considerar como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministren gases manufacturados en los territorios insulares será de 0,023326 €/kWh.

3. Mientras sea de aplicación el régimen dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se reconoce a la empresa distribuidora titular de las redes donde se llevó a cabo este suministro la retribución en concepto de «suministro a tarifa» calculada por aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.

*Artículo 16. Adquisición de gas talón y de 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 de la red de transporte y de las plantas de regasificación (gas talón). Asimismo, se adquirirá mediante este procedimiento el gas necesario para el desarrollo de almacenamientos subterráneos de la red básica (gas colchón).

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.

Para la adquisición de dicho gas se organizará una subasta anual, cuyas reglas se establecerán por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

3. El gas destinado a nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación se retribuirá como inversión necesaria para la actividad de transporte, reconociéndose una retribución financiera. El gas colchón de los almacenamientos subterráneos de la red básica se retribuirá conforme a 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.

4. El gas destinado a autoconsumo se valorará al precio resultante de la subasta y su compra tendrá la consideración de gasto liquidable.

*Artículo 17. Retribución financiera del gas para nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación.*

1. Las empresas que adquieran gas para el nivel mínimo de llenado (NMLL) de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación tendrán derecho a una retribución financiera por la tenencia de este gas inmovilizado. El gas habrá de ser adquirido conforme al procedimiento que se establezca.

2. La retribución financiera por el gas de llenado mínimo para los gasoductos de transporte y las plantas de regasificación adquirido por una empresa en el año se calculará aplicando al coste de adquisición una tasa de retribución cuyo valor se determinará para cada año como la media mensual de las Obligaciones del Estado a 10 años correspondientes a los doce meses anteriores al mes de noviembre del año anterior, más 350 puntos básicos. El coste de adquisición se calculará multiplicando el precio resultante de la subasta a la cantidad adquirida.

3. La retribución financiera por el gas adquirido para el nivel mínimo de llenado de una instalación se devengará desde el momento de su incorporación a la instalación. La retribución financiera del año de la compra del gas se calculará prorrateando por el número de días desde la fecha de devengo al 31 de diciembre de dicho año. El Gestor Técnico del Sistema informará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía de las cantidades entregadas a cada transportista y la fecha de entrega.

Los pagos correspondientes a las retribuciones financieras de años con la liquidación 14 ya cerrada se liquidarán como pago único en la siguiente liquidación provisional, mientras que en cualquier otro caso esta retribución se integrará en la retribución reconocida para dicho año.

4. El Director General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía determinará semestralmente la retribución financiera a reconocer a cada empresa.

5. El derecho de retribución financiera asociado al gas para el nivel mínimo de llenado de una instalación se transmitirá junto a la instalación en los procesos de compra-venta y cesión de la misma.

La venta, cesión, o utilización del gas para nivel mínimo de llenado para otros fines distintos para los que fue adquirido dará lugar a la pérdida del derecho de su retribución financiera.

*Artículo 18. Coeficientes de mermas en las instalaciones gasistas.*

Los porcentajes de mermas a retener a los usuarios por parte de los titulares de las instalaciones son los siguientes:

a) Merms de regasificación (Cr): 0,01% del gas descargado en las plantas de regasificación.

b) Merms de almacenamiento subterráneo (Ca): 0 % del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.

c) Merms de transporte primario (Ct): 0,2% de las entradas de gas a la red de transporte primario (desde conexiones internacionales, yacimientos, plantas de regasificación o desde otros puntos de entrada fuera del sistema gasista).

d) Merms de distribución a presión igual o inferior a 4 bar (Cr < 4): 1%.

e) Merms de distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para redes alimentadas a partir de planta satélite (Cr < 4): 2%.

f) Merms de distribución a presión superior a 4 bar (Cr > 4): 0,39 %. No se reconocerá merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, a menos que se justifique su existencia.

Disposición adicional primera. *Precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro.*

1. El precio a pagar durante un mes, al comercializador de último recurso del grupo empresarial al que pertenece el distribuidor, por parte de los consumidores que transitoriamente no dispongan de contrato de suministro en vigor con un comercializador será igual a la tarifa de último recurso «TUR.1». En cualquier caso, el importe facturado no podrá ser inferior al término de conducción del peaje de transporte y distribución que correspondiera al consumidor.

2. El escalón del peaje de conducción pagado por el comercializador al distribuidor para estos consumidores será el 3.1, con independencia de la presión de suministro o volumen de consumo anual.

Disposición adicional segunda. *Ampliación del plazo para iniciar la construcción de las instalaciones correspondientes a los proyectos a los que se les haya asignado retribución específica en la convocatoria para proyectos iniciados en los años 2009-2010.*

Se amplía hasta el 30 de junio de 2011 el plazo para el inicio de la construcción de las instalaciones correspondientes a los proyectos a los que se les haya asignado retribución específica en la convocatoria para proyectos iniciados en los años 2009-2010, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda de la Orden ITC/3802/2008 de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista.

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 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 2011, de 57.000.000 euros. 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.

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.

2. 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. *Retribución de las actividades reguladas para el año 2011.*

En el anexo IV de la presente orden figura la cuantía total y el desglose de las retribuciones para el año 2011 de las empresas que realizan actividades reguladas del sector gasista. A tal efecto se distingue:

- a) Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución.
- b) Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte.
- c) Retribución definitiva y provisional en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas que realizan actividades de gasificación.

- d) Retribución definitiva en concepto de amortización y retribución financiera de los activos afectos a la actividad de almacenamiento subterráneo.
- e) Retribución a cuenta de instalaciones de transporte.

Disposición adicional quinta. *Valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento.*

1. En el anexo V, se establecen los valores unitarios de inversión para las instalaciones de transporte puestas en marcha en el año 2011 y valores unitarios de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte para el año 2011.
2. En el anexo VI, se establecen los valores unitarios provisionales de operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos para el 2011.
3. En el anexo VII, se establecen los valores unitarios de inversión para las instalaciones de regasificación puestas en marcha en el año 2011 y de operación y mantenimiento de las plantas de regasificación para el año 2011.

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

Con carácter extraordinario y hasta el 1 de enero de 2012 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: 0,2596 cent/kWh/día/mes.  
Término variable: 0,0041 cent/kWh.

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

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

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

Disposición final primera. *Revisión de los peajes y cánones.*

Los peajes y cánones establecidos en la presente orden podrán ser revisados trimestralmente para su entrada en vigor el primer día de los meses de abril, julio y octubre.

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.*

Las definiciones de los términos  $IPH_k^D$  e  $IPH_j^P$  incluidas en el apartado 1 del artículo 18 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, se substituyen por las siguientes:

« $IPH_k^D$  = Semisuma de los valores definitivos del IPC e IPRI del año “k”. Para “k” menor o igual a 2010 se tomarán como valores definitivos los correspondientes a las variaciones interanuales del mes de diciembre del año “k” redondeadas a dos decimales. Para “k” mayor o igual a 2011 como valor definitivo del año “k”, se tomará el valor correspondiente al mes de octubre del año “k - 1”. »

« $IPH_j^P$  = semisuma de los valores provisionales de IPC e IPRI del año “j”. Para valores de j menores o iguales a 2010, como valores provisionales se tomará el objetivo de IPC del Banco Central Europeo y un valor de IPRI calculado aplicando a dicho valor provisional de IPC la relación entre los valores de IPRI e IPC de octubre del año “j-1”. Para valores de j mayores o iguales a 2011 ya no se emplearán valores provisionales y se utilizará únicamente el valor definitivo  $IPH_k^D$ . »

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.*

Las definiciones de los términos  $BR6_o$  y  $T_o$  incluidas en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, se substituyen por las siguientes:

« $BR6_o$ : Media de la cotización del crudo Brent correspondiente al mes de la celebración de la subasta y de los cinco meses inmediatamente anteriores. Para el mes en el que se celebre la subasta se considerará la media de las cotizaciones disponibles hasta el día de la celebración de la misma sin incluir la de dicho día ni la de los cuatro días naturales anteriores.»

« $T_o$ : Media del tipo de cambio Dólar/Euro del mes de celebración de la subasta y de los dos meses inmediatamente anteriores. Para el mes en el que se celebre la subasta se considerará la media de las cotizaciones disponibles hasta el día de la celebración de la misma sin incluir la de dicho día ni la de los cuatro días naturales anteriores.»

Disposición final cuarta. *Modificación de la Orden ITC/3520/2009, 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 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.*

La tabla del apartado 1 «Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2010» de la Orden ITC/3520/2009, 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 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, se modifica en los siguientes términos:

Uno. La retribución reconocida a Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.U. incluida en columna «TOTAL» de la tabla asciende a una cantidad de 1.131.219 euros.

Dos. Se incluye en la tabla a la empresa Transmanchega de Gas, S.A.U., con una retribución asignada en concepto de «TOTAL» para el año 2010 de 1.041.221 euros, correspondiente a la actividad de distribución de gas natural realizada por dicha compañía en los municipios de la provincia de Toledo de Consuegra, Madrilejos, Polán y Sonseca desde el 4 de enero de 2010.

Disposición final quinta. *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 sexta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2011, a excepción del canon de almacenamiento subterráneo, que será de aplicación a partir de 1 de abril de 2011.

Madrid, 28 de diciembre de 2010.—El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, Miguel Sebastián Gascón.

## ANEXO I

### Peajes y cánones de los servicios básicos

Primero. *Peaje de regasificación.*—Los términos fijo ( $T_{fr}$ ) y variable ( $T_{vr}$ ) del peaje correspondiente al uso de las instalaciones de regasificación, que se definen 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: 1,7323 cent/(kWh/día)/mes.

Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,0103 cent/kWh.

Segundo. *Peaje de descarga de buques y de entrada por conexiones internacionales.*—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 Huelva, Cartagena y Sagunto:

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL: 30.013 €/buque.

Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0060 cent/kWh.

Plantas de Bilbao, Barcelona y Mugarodos:

Tfd: Término fijo del peaje de descarga de GNL: 15.006 €/buque.

Tvd: Término variable del peaje de descarga de GNL: 0,0031 cent/kWh.

El peaje aplicable por la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto es el siguiente:

Conexiones internacionales de Larrau e Irún: 0 cent/kWh.

Conexión internacional de Badajoz: 0 cent/kWh.

Conexión internacional de Tuy: 0 cent/kWh.

Conexión internacional GME: 0 cent/kWh.

Conexión internacional MEDGAZ: 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 cisternas del GNL.

Tfc: Término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas: 2,5444 cent/kWh/día/mes.

Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas: 0,0150 cent/kWh.

A efectos de facturación del término fijo (Tfc), se considerará como caudal diario el resultado de dividir los kWh cargados en el mes entre 30. Este caudal tendrá la consideración de caudal máximo diario nominado en el mes ( $Q_{rn}$ ) y le será de aplicación el procedimiento de facturación establecido para el peaje de regasificación incluido en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

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: 156.208 €/operación.

Término variable: 0,1381 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, al igual que 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.*—El peaje 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.

1. El 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  $T_{rc}$ : 0,9582 cent/(kWh/día)/mes

2. Los términos de conducción del peaje de transporte y distribución firme para consumidores no alimentados mediante planta satélite, 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 $T_{fij}$ cent/kwh/día/mes	Término variable $T_{vij}$ cent/kwh
<b>Peaje 1 (P&gt;60 bar)</b>		
1.1	3,0528	0,0748
1.2	2,7273	0,0603
1.3	2,5314	0,0543
<b>Peaje 2 (4 bar &lt; P&lt;= 60 bar)</b>		
2.1	22,3530	0,1709
2.2	6,0670	0,1363
2.3	3,9724	0,1103
2.4	3,6402	0,0990
2.5	3,3466	0,0868
2.6	3,0783	0,0753
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>		
	€/mes	
3.1	2,23	2,5451
3.2	5,11	1,9380
3.3	47,91	1,3818
3.4	71,53	1,1075
	cent/kwh/día/mes	
3.5	5,2344	0,1356

El peaje 3.5 se aplicará exclusivamente a los consumos superiores a 8 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.

En caso de que se realice consumo nocturno se procederá a restar del caudal máximo medido ( $Q_{mj}$ ) la siguiente cantidad:

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

Se considerará como consumo nocturno el realizado entre las 23:00 y las 07:00 horas. 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.

3. Términos de conducción del peaje de transporte y distribución aplicables a los clientes a los que hace referencia el artículo 8 de la presente orden.

Peaje 2 bis (P<= 4 bar)	Término fijo $T_{fij}$ cent/kwh/día/mes	Término variable $T_{vij}$ cent/kwh
2.2 bis	11,67	0,2621
2.3 bis	8,96	0,2492

Sexto. *Canon de almacenamiento subterráneo.*—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: 0,0411 cent/kWh/mes.

Tvi: Término de inyección del canon de almacenamiento: 0,0244 cent/kWh.

Tve: Término de extracción del canon de almacenamiento: 0,0131 cent/kWh.

Séptimo. *Canon de almacenamiento de GNL.*—El término variable del peaje correspondiente al canon de almacenamiento de GNL será el siguiente:

Tv (cent/MWh/día): 2,8907 cent/MWh/día.

Este canon será de aplicación para todo el GNL almacenado por el usuario.

Octavo. *Peaje de transporte y distribución interrumpible.*

Tfe: Término fijo de reserva de capacidad: El que esté en vigor.

Término de conducción del peaje de transporte y distribución: Será el resultante de multiplicar el término de conducción del peaje de transporte y distribución firme en vigor que corresponda según la presión de suministro y volumen de consumo anual por 0,7 en el caso de la interrumpibilidad tipo "A" y por 0,5 en el caso de la interrumpibilidad tipo "B".

A la facturación del término fijo del término de conducción le será de aplicación lo establecido para el caudal máximo medido en el artículo 31.B del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Noveno. *Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a un año.* 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 10 de la presente orden son los siguientes:

	Peaje diario	Peaje mensual
enero	0,10	2,00
febrero	0,10	2,00
marzo	0,10	2,00
abril	0,03	0,50
mayo	0,03	0,50
junio	0,03	0,50
julio	0,03	0,50
agosto	0,03	0,50
septiembre	0,03	0,50
octubre	0,10	2,00
noviembre	0,10	2,00
diciembre	0,10	2,00

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

## ANEXO II

### Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2011

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

#### 1. Contadores:

Caudal del contador ( $m^3/h$ )	Tarifas del alquiler
Hasta 3 $m^3$ /hora	0,65 €/mes
Hasta 6 $m^3$ /hora	1,18 €/mes
Superior a 6 $m^3$ /hora. % por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación.	12,5 por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación/mes.

Caudal del contador ( $m^3$ /hora)	Valor medio del contador €
Hasta 10	198,74
Hasta 25	365,79
Hasta 40	644,90
Hasta 65	1.449,22
Hasta 100	1.961,94
Hasta 160	3.077,36
Hasta 250	6.512,76

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.

2. Equipos de teled medida para la transmisión de la información hasta un centro de control remoto:

Equipo para una sola línea: 77,15 €/mes.

Equipo para línea adicional: 14,79 €/mes.

### ANEXO III

#### Derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar para el año 2011

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

$$\text{Importe (euros)} = 99,25^* (L-6)$$

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.

2. 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
1	Menor o igual a 5.000	100,15
2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	100,15
2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	230,20
3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.000	460,42
4 / 5	Mayor de 100.000	460,42

### ANEXO IV

#### Retribución de las actividades reguladas para el año 2011

1. Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución.

	Actualización 2011	Revisión 2009-2010	TOTAL
	€	€	€
Natargas Energía Distribución, S.A.	160.808.227	-6.172.935	<b>154.635.292</b>
Gas Directo, S.A.	1.019.291	-593.415	<b>425.876</b>
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	8.925.375	200.337	<b>9.125.712</b>
ENDESA GAS Distribución, S.A. Distribución y Comercialización de Gas	9.184.214	-743.737	<b>8.440.477</b>
Extremadura, S.A.	10.397.178	-141.958	<b>10.255.220</b>
Gas Aragón, S.A.	35.029.734	691.662	<b>35.721.395</b>
Gesa Gas, S.A. (sin extracoste)	17.959.294	-620.442	<b>17.338.852</b>
Tolosa Gas, S.A	1.382.916	18.293	<b>1.401.209</b>

	Actualización	Revisión 2009-	TOTAL
	2011	2010	
	€	€	€
Gas Natural Distribución SDG,S .A.	728.391.020	14.373.172	<b>742.764.192</b>
Gas Natural Andalucía, S.A.	76.480.326	-2.145.798	<b>74.334.528</b>
Gas Energía Distribución Cantabria, S.A.	23.583.009	-517.918	<b>23.065.091</b>
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	35.605.465	244.056	<b>35.849.520</b>
Gas Natural Castilla y León, S.A.	71.095.621	-1.262.792	<b>69.832.829</b>
CEGAS, S.A.	115.658.797	-1.092.011	<b>114.566.786</b>
Gas Galicia SDG, S.A.	31.582.872	-694.201	<b>30.888.670</b>
Gas Energía Distribución Murcia, S.A.	16.975.914	-650.038	<b>16.325.877</b>
Gas Navarra, S.A.	25.554.913	-549.030	<b>25.005.883</b>
Gas Natural Rioja,S.A.	13.330.420	-144.082	<b>13.186.338</b>
Gasficadora Regional Canaria, S.A.	297.369	133.288	<b>430.657</b>
Iberdrola Distribución de Gas,S.A.	183.598	9.720	<b>193.317</b>
Distribuidora sureuropea de gas, S.A.U.	448.763	-27.623	<b>421.140</b>
Madriñena Red de Gas, S.A.	95.691.268	362.215	<b>96.053.483</b>
Transmanchega de Gas, S.A.U.	1.027.134	-32.308	<b>994.826</b>
	<b>1.480.612.717</b>	<b>644.453</b>	<b>1.481.257.170</b>

2. Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte (€).

	Total retribución anual	Total pago unico	TOTAL RETRIBUCION 2011
CEGAS	1.147.137,45	0,00	1.147.137,45
ENAGAS, S.A.	636.401.577,14	2.998.991,31	639.401.311,36
ENDESA GAS Transportista, S.L.	13.194.427,69	237.490,80	13.431.918,49
Gas Aragón, S.A.	3.742.983,01	0,00	3.742.983,01
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.570.088,10	19.134,84	3.589.222,95
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	3.961.671,07	0,00	3.961.671,07
Gas Natural Castilla -La Mancha, S.L.	1.780.398,17	8.283,11	1.788.681,28
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	24.315.494,80	203.901,19	24.519.396,00
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	47.597,13	0,00	47.597,13
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	729.255,02	0,00	729.255,02
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	26.449.810,83	237.753,21	26.676.655,04
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	536.888,97	0,00	536.888,97
Regasificadora del Noroeste, S.A.	8.145.940,02	0,00	8.145.940,02
Transportista Regional del Gas, S.L.	6.122.405,44	0,00	6.122.405,44
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	390.821,34	0,00	390.821,34
Transmanchega de Gas, S.A.U.	2.375.824,05	0,00	2.375.824,05
<b>Total</b>	<b>732.912.320,24</b>	<b>3.705.554,47</b>	<b>736.607.708,61</b>

Nota: Las cifras de esta tabla incluyen la retribución a cuenta de los gasoductos incluidos en el apartado 5 de este Anexo.

3. Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas titulares de instalaciones de regasificación (€).

	Retribución 2011
ENAGAS, S.A.	214.748.946
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	49.674.172
Regasificadora de Sagunto, S.A.	69.303.438
Regasificadora del Noroeste, S.A.	47.925.989
<b>Total</b>	<b>381.652.545</b>

4. Retribución de los activos afectos a la actividad de almacenamiento subterráneo.

	Retribución 2011
ENAGAS, S.A.	11.884.263,13
REPSOL INVESTIGACIONES PETRÓLIFERAS	9.082.756,53
MURPHY OIL SPAIN	1.993.775,82
<b>TOTAL</b>	<b>22.960.795,49</b>

5. Retribución a cuenta de instalaciones de transporte.

Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2009

Tipo	Titular	Elemento	Fecha de Puesta en Marcha	RETRIBUCIÓN A CUENTA		
				2009 (€)	2010 (€)	2011 (€)
ERM	ENAGÁS, S.A.	ERM G-250 (72/59) en Pos. F-27 del gasoducto Sevilla-Madrid en el t.m. de Yeles (Toledo)	29/10/2009	8.105,33	83.685,65	84.238,62
EM	ENAGÁS, S.A.	EM G-400 en Pos. K-13 del gasoducto Tarifa-Córdoba en el t.m. en Arcos de la Frontera (Cádiz)	11/12/2009	0,00	70.874,42	71.322,10
ERM	ENAGÁS, S.A.	ERM G-650 (72/45) en Pos. F-25 del gasoducto Sevilla-Madrid en el t.m. Mascaraque (Toledo)	29/10/2009	9.238,00	95.755,96	96.386,64
EM	ENAGÁS, S.A.	EM G-2500 en Pos. 5D.03.04 del gasoducto Ramal a Besós en el t.m. de Sant Adrià de Besós (Barcelona)	26/10/2009	10.628,13	125.831,97	126.573,88
EM	ENAGÁS, S.A.	EM G-250 en Pos. K02.03.1A del gasoducto Tarifa-Córdoba en el t.m. de San Roque (Cádiz)	17/12/2009	0,00	66.694,61	67.113,52
ERM	ENAGÁS, S.A.	ERM G-400 en Pos. F-06.2 del gasoducto Huelva-Sevilla en el t.m. de Palomares del Río (Sevilla)	17/12/2009	0,00	88.974,77	89.565,80
ERM	ENAGÁS, S.A.	ERM G-250 en Pos. K01 del gasoducto Tarifa-Córdoba en el t.m. Tarifa (Cádiz)	17/12/2009	0,00	83.685,65	84.238,62
<b>TOTAL</b>				<b>27.971,46</b>	<b>615.503,01</b>	<b>619.439,18</b>

## Puestas en servicio en 2010

Tipo	Titular	Elemento	Fecha de Puesta en Marcha	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2010 (€)	2011 (€)
G	ENAGÁS, S.A.	Duplicación del Gasoducto Castelnou - Tivissa. Provincia de Zaragoza.	14/09/2010	131.610,52	3.424.825,50
G	ENAGÁS, S.A.	Duplicación del Gasoducto Castelnou - Tivissa. Provincia de Teruel.	18/10/2010	2.743,48	107.087,96
G	ENAGÁS, S.A.	Duplicación del Gasoducto Castelnou - Tivissa. Provincia de Tarragona.	20/10/2010	92.289,57	3.602.398,15
P	ENAGÁS, S.A.	Nueva Pos. 18.D del Gasoducto Duplicación del Gasoducto Castelnou - Tivissa en el TM de Maella (Zaragoza).	14/09/2010	0,00	111.965,75
P	ENAGÁS, S.A.	Nueva Pos. 19.D del Gasoducto Duplicación del Gasoducto Castelnou - Tivissa en el TM de Caspe (Zaragoza).	14/09/2010	0,00	111.965,75
P	ENAGÁS, S.A.	Nueva Pos. 20.D del Gasoducto Duplicación del Gasoducto Castelnou - Tivissa en el TM de Castelnou (Teruel).	18/10/2010	0,00	315.743,40
P	ENAGÁS, S.A.	Nueva Pos. 20.D del futuro Gasoducto Duplicación del Gasoducto Castelnou - Villar de Arnedo en el TM de Castelnou (Teruel).	18/10/2010	0,00	315.743,40
P	ENAGÁS, S.A.	Nueva Pos. 16.D del Gasoducto Duplicación del Gasoducto Castelnou - Tivissa en el TM de Corbera d'Ebre (Tarragona).	20/10/2010	0,00	111.965,75
P	ENAGÁS, S.A.	Nueva Pos. 17.D del Gasoducto Duplicación del Gasoducto Castelnou - Tivissa en el TM de Caseres (Tarragona).	20/10/2010	0,00	111.965,75
EM-AMPL	ENAGÁS, S.A.	Ampliación de EM G-1600 a EM G-2500 en la Pos 15.09.A.2 en Villarreal de los Infantes (Castellón), gasoducto BBV.	05/03/2010	47.160,56	118.365,77
EM-LA	ENAGÁS, S.A.	3ª línea en la Pos 15.09.A.2 en Villarreal de los Infantes (Castellón), gasoducto BBV.	05/03/2010	47.160,56	80.546,86
ERM	ENAGÁS, S.A.	ERM G-250 en Pos. 34 del Gasoducto Barcelona - Bilbao - Valencia en el t.m. de Cenicero (La Rioja).	20/05/2010	27.973,75	79.579,80
EM-LA	ENAGÁS, S.A.	Incremento de medición con 3ª línea G-10.000 en EM-MUS G-6500 Posición 15.11 (Sagunto)	24/08/2010	31.859,50	135.796,53
EC	ENAGÁS, S.A.	Estación de compresión de Montesa	29/01/2010	1.974.718,90	8.034.175,29
G	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Gasoducto de CC.MM TRAMO XII - P05.01 ALIAGA	18/06/2010	287,44	4.347,48
G	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Gasoducto Costa del Noroeste de Cádiz (Fase I) dentro del gasoducto El Puerto de Santa María-Rota.	23/06/2010	33.812,52	511.400,77

Tipo	Titular	Elemento	Fecha de Puesta en Marcha	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2010 (€)	2011 (€)
G	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Gasoducto Azaila-Albalate del Arzobispo-Ariño (Tramo II)	30/07/2010	25.831,06	468.821,30
G	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	20.377,29	530.266,63
G	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros en la provincia de Zaragoza.	29/10/2010	35.391,41	1.381.455,67
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición de derivación P05.01 en el t.m. de Aliaga en el gasoducto de CC.MM TRAMO XII - P05.01 ALIAGA	18/06/2010	0,00	7.180,29
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición de Derivación PURO-01 en el t.m. de El Puerto de Santa María (Cádiz) en el Gasoducto Costa del Noroeste de Cádiz (Fase I) dentro del gasoducto El Puerto de Santa María-Rota.	23/06/2010	0,00	25.851,77
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición de Derivación PURO-02 en el t.m. de Rota (Cádiz) en el Gasoducto Costa del Noroeste de Cádiz (Fase I) dentro del gasoducto El Puerto de Santa María-Rota.	23/06/2010	0,00	25.851,77
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición AZARI-04 en el t.m. de Ariño (Teruel) del Gasoducto Azaila-Albalate del Arzobispo-Ariño (Tramo II)	30/07/2010	0,00	19.627,94
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición CALIBI-01 en el t.m. de Sant Antoni (Islas Baleares) del Gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	0,00	89.275,49
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición CALIBI-02 en el t.m. de Sant Antoni (Islas Baleares) del Gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	0,00	31.657,98
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición CALIBI-03 en el t.m. de Sant Antoni (Islas Baleares) del Gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	0,00	20.827,62
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición CALIBI-04 en el t.m. de Sant Antoni (Islas Baleares) del Gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	0,00	20.827,62
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición CALIBI-05 en el t.m. de Eivissa (Islas Baleares) del Gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	0,00	89.275,49
ERM	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	ERM tipo G-650 en posición P05.01 en el t.m. de Aliaga en el gasoducto CC.MM TRAMO XII - P05.01 ALIAGA	18/06/2010	20.769,28	76.695,03
ERM	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	ERM tipo G-250 en la posición PURO-01 en el t.m. de El Puerto de Santa María (Cádiz) del Gasoducto Costa del Noroeste de Cádiz (Fase I) dentro del gasoducto El Puerto de Santa María-Rota.	23/06/2010	18.222,90	67.013,70
ERM	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	ERM tipo G-250 en la posición PURO-02 en el t.m. de Rota (Cádiz) del Gasoducto Costa del Noroeste de Cádiz (Fase I) dentro del gasoducto El Puerto de Santa María-Rota.	23/06/2010	18.222,90	67.013,70
ERM	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	ERM TIPO G-250 en posición AZARRI-04 en el t.m. de Ariño en el gasoducto Azaila-Albalate del Arzobispo-Ariño (Tramo II)	30/07/2010	15.185,75	67.013,70
ERM	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	ERM TIPO G-160 en posición CALIBI-02 en el t.m. de Sant Antoni (Islas Baleares) en el gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	11.490,50	76.592,96
ERM	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	ERM tipo G-160 en posición CALIBI-05 en el t.m. de Eivissa (Islas Baleares) en el gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	11.490,50	76.592,96

Tipo	Titular	Elemento	Fecha de Puesta en Marcha	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2010 (€)	2011 (€)
ERM	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	EM tipo G-4000 en posición CALIBI-05 en el t.m. de Eivissa (Islas Baleares) en el gasoducto insular Ibiza Cala Gració-Ibiza-Central Térmica.	30/09/2010	26.409,25	187.058,72
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición de Derivación MAEJE-01 y Trampa de Rascadores en el t.m. de Magallón en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	0,00	117.583,87
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición de Derivación MAEJE-02 en el t.m. de Gallur en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	0,00	41.696,41
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición de Derivación MAEJE-03 en el t.m. de Tauste en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	0,00	41.696,41
P	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Posición de Derivación MAEJE-04 y Trampa de Rascadores en el t.m. de Ejea de los Caballeros en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	0,00	117.583,87
P	GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA	Posición CR.ASJ-01 de Derivación en el t.m. de Alcázar de San Juan (Ciudad Real) del gasoducto GTS Argamasilla-Tomelloso. Posición de suministro a Manchasol I y II en Alcázar de San Juan.	21/10/2010	0,00	13.430,75
ERM	GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA	ERM tipo G-1000 en posición CR.ASJ-01 en el t.m. de Alcázar de San Juan (Ciudad Real) del gasoducto del gasoducto GTS Argamasilla-Tomelloso. (ERM Manchasol)	21/10/2010	8.283,11	95.235,04
G	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Gasoducto Larraga-Los Arcos provincia de Navarra	19/05/2010	61.812,73	801.336,77
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición G-07.01.1 de seccionamiento en el t.m. de Lárraga (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	19/05/2010	0,00	17.007,75
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición G-07.01.1A de seccionamiento en el t.m. de Oteiza (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	19/05/2010	0,00	17.007,75
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición G-07.01.2 de derivación en el t.m. de Allo (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	19/05/2010	0,00	17.007,75
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición G-07.01.3 de derivación en el t.m. de Allo (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	19/05/2010	0,00	17.007,75
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición G-07.01.4 de derivación en el t.m. de Arróniz (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	19/05/2010	0,00	17.007,75
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición G-07.01.5 de derivación en el t.m. de Los Arcos (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	19/05/2010	0,00	17.007,75
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición G-07.01.6 de derivación en el t.m. de Sesma (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	19/05/2010	0,00	17.007,75
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición de Derivación en el t.m. de Tárrega (Lérida) del gasoducto Subirats-Manresa-Lleida	26/04/2010	0,00	29.729,54

Tipo	Titular	Elemento	Fecha de Puesta en Marcha	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2010 (€)	2011 (€)
P	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición de Derivación en el t.m. de Cerdanyola del Vallès (Barcelona) del gasoducto Anillo A-36 Barcelona	17/02/2010	0,00	29.729,54
ERM	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-160 en la posición G-07.01.2 en el t.m. de Allo (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	18/06/2010	17.465,56	64.539,41
ERM	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-65 en la posición G-07.01.3 en el t.m. de Allo (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	18/06/2010	14.523,22	57.625,32
ERM	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-65 en la posición G-07.01.4 en el t.m. de Arróniz (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	18/06/2010	14.523,22	57.625,32
ERM	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-100 en la posición G-07.01.5 en el t.m. de Los Arcos (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	18/06/2010	15.803,06	60.565,24
ERM	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-160 en la posición G-07.01.6 en el t.m. de Sesma (Navarra) del Gasoducto Larraga-Los Arcos	18/06/2010	17.465,56	64.539,41
ERM	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-650 en el t.m. de Tárrega (Lérida) del gasoducto Subirats-Manresa-Lleida	26/04/2010	27.692,37	76.695,03
ERM	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-650 en el t.m. de Cerdanyola del Vallès (Barcelona) del gasoducto Anillo A-36 Barcelona	17/02/2010	34.615,47	76.695,03
G	NATURGÁS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.	Duplicación del gasoducto Bergara-Irún, tramo Villabona-Irún.	27/05/2010	237.753,21	2.651.535,38
G	NATURGÁS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.	Gasoducto de transporte primario Córvera-Tamón	16/12/2010	0,00	254.419,40
P	NATURGÁS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.	Posición de derivación en el t.m. de Hernani en el gasoducto Duplicación del gasoducto Bergara-Irún, tramo Villabona-Irún.	27/05/2010	0,00	111.965,75
P	NATURGÁS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.	Posición de derivación en el t.m. de Errentería en el gasoducto Duplicación del gasoducto Bergara-Irún, tramo Villabona-Irún.	27/05/2010	0,00	111.965,75
P	NATURGÁS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.	Posición de seccionamiento en el t.m. de Córvera del gasoducto Córvera-Tamón	16/12/2010	0,00	40.640,21
P	NATURGÁS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.	Posición de seccionamiento y derivación en el t.m. de Tamón del gasoducto Córvera-Tamón	16/12/2010	0,00	61.773,22

Tipo	Titular	Elemento	Fecha de Puesta en Marcha	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2010 (€)	2011 (€)
ERM	NATURGÁS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.	ERM tipo G-1000 del gasoducto Córvera-Tamón	16/12/2010	0,00	106.438,20
G	GAS EXTREMADURA	Gasoducto desde posición N-08 (ENAGAS) a Montijo.	26/10/2010	6.986,24	316.992,43
P	GAS EXTREMADURA	Posición de seccionamiento POS-MO-01 en el t.m. de Badajoz del gasoducto desde posición N-08 a Montijo.	26/10/2010	0,00	17.007,69
P	GAS EXTREMADURA	Posición de derivación POS-MO-02 en el t.m. de Lobón del gasoducto desde posición N-08 a Montijo.	26/10/2010	0,00	25.851,67
P	GAS EXTREMADURA	Posición de derivación POS-MO-04 en el t.m. de Montijo del gasoducto desde posición N-08 a Montijo.	26/10/2010	0,00	25.851,62
ERM	GAS EXTREMADURA	ERM tipo G-250 en Posición de Derivación POS-MO-02 en el t.m. de Lobón del gasoducto desde posición N-08 a Montijo.	26/10/2010	6.074,30	67.013,70
ERM	GAS EXTREMADURA	ERM tipo G-250 en Posición de Derivación POS-MO-04 en el t.m. de Montijo del gasoducto desde posición N-08 a Montijo.	26/10/2010	6.074,30	67.013,70
G	TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	808.397,37
P	TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición SEGAVI-00 de derivación y trampa de rascadores en el t.m. Palazuelos de Eresma provincia de Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	174.200,81
P	TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición SEGAVI-01 de derivación en Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	61.773,12
P	TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición SEGAVI-02 de derivación en el t.m. Otero de los Herreros provincia de Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	61.773,07
ERM	TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	ERM tipo G-400 en posición SEGAVI-02 en el t.m. de Otero de los Herreros provincia de Segovia, del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	84.655,57
<b>TOTAL</b>				<b>3.062.080,01</b>	<b>27.421.404,09</b>

## ANEXO V

**Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento  
en instalaciones de transporte**

**Primero.- Valores unitarios de referencia de inversión en instalaciones de transporte**

**Gasoductos de transporte primario y secundario**

**Obra lineal en gasoducto de transporte primario**

	2011
	€/ (m*pulgada)
Obra Lineal	24,58

**Obra lineal en gasoducto de transporte secundario**

Coeficiente corrector	
Gasoducto transporte secundario	0,62

**Posición de seccionamiento (tipo S) simultánea en gasoducto de transporte primario (1)**

Diámetro (pulgada)	2011
	€
6	73.652
8	137.766
10	201.334
12	265.175
14	329.016
16	392.857
18	456.698
20	520.539
22	584.381
24	648.222
26	712.063
28	775.904
30	839.746
32	903.587
36	1.031.268
40	1.158.951
42	1.222.792
44	1.286.633
48	1.414.316
52	1.541.998

**Coeficientes correctores**

Posición Derivación (Tipo D)	1,52
Posición Trampa de Rascadores (1)	2,82
Posiciones posteriores obra lineal (2)	1,15
Elemento de Transporte secundario	0,62

(1) Una posición con trampas de lanzamiento y recepción se considera formada por dos posiciones de trampa de rascadores.

(2) Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el proyecto inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor o transportista al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea.

## Estaciones de compresión en gasoductos de transporte primario

Año de puesta en marcha 2011	
Potencia Instalada menor o igual a 37.284 kW	
Término Fijo (€ / E.C.)	8.004.107
Término Variable (€/kW)	1.120,47
Potencia Instalada mayor de 37.284 kW	
Término Fijo (€ / E.C.)	28.052.910
Término Variable (€/kW)	582,73

## Estaciones de regulación y medida (ERM) en un gasoducto de transporte primario

Año de puesta en marcha 2011	
Tipo	€ / Unidad
G	
65	260.710
100	263.958
160	269.616
250	278.319
400	293.401
650	320.135
1.000	360.924
1.600	439.975
2.500	570.174
4.000	718.273
6.500	866.370

Coeficientes Correctores	
Estación de Medida	0,86
EM de Ultrasonido (1)	1,32
ERM/EM Posteriores (2)	1,15
Líneas Adicionales en ERM/EM (3)	0,31
Elementos de Transporte Secundario	0,97

- (1) Aplicable a EM equivalentes a un tamaño de G-1000 o superior  
 (2) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (tipo D), o se transforme una posición de seccionamiento (tipo S) existente en posición de derivación (tipo D).  
 (3) Aplicable a nuevas líneas construidas sobre ERM/EM existentes y puesta en marcha después de 5 años.

## Centros de mantenimiento

2011	
Precio máximo auditado en €	1.940.515

El valor reconocido de la inversión por cada centro de mantenimiento será el valor auditado, hasta el máximo del precio indicado.

**Segundo. Fórmula de actualización de los valores unitarios de referencia de inversión en instalaciones de transporte.**

Los valores unitarios para el año "n" se actualizarán anualmente aplicando el siguiente índice de actualización:

$$IAn = 1 + (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - X)$$

Donde:

IAn : Índice de actualización para el año "n".

IPRI <sub>bienes de equipo</sub>: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de Precios Industriales, correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

"x": Coeficiente cuyo valor es 0,005.

### Tercero. Valores unitarios de explotación de instalaciones de transporte.

#### Gasoductos transporte primario

	2011
€/m/pulg	0,4678
Coeficiente corrector	
Gasoducto transporte secundario	0,52

#### Estaciones de compresión en gasoductos de transporte primario

	2011
Término fijo (€/E.C.)	150.592
Término variable	60,40

#### ERM en gasoductos de transporte primario

Tipo	2011
G	€/ Unidad
65	38.629
100	42.034
160	46.456
250	48.470
400	51.859
650	55.244
1.000	66.095
1.600	74.905
2.500	84.741
4.000	106.772
6.500	128.807

Coeficientes correctores	
Estación de Medida	0,75
Elemento Transporte secundario	0,76

### Cuarto. Fórmula de actualización de los valores unitarios de referencia de costes de operación y mantenimiento (COM) de instalaciones de transporte.

Los valores unitarios para el año "n" se actualizarán anualmente según el siguiente índice de actualización:

$$IAn=1+(0,2*(IPRI_{\text{bienes de equipo}}-X) + 0,8*(IPC-y))$$

Donde:

IAn : Índice de actualización para el año n.

IPC: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de precios al consumo.

IPRI bienes de equipo: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de Precios Industriales, correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

“x” e “y”: Coeficientes cuyos valores serán iguales 0,005 y 0,01 respectivamente.

#### ANEXO VI

##### Valores unitarios provisionales de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos para el 2011

	COMF (euros/año)	CVI (euros/kWh de gas inyectado en el año n)	CVE (euros/kWh de gas extraído en el año n)
	2011		
Serrablo	1.796.678	0,000555	0,000101
Gaviota	8.387.944	0,000048	0,001225

Los costes variables de inyección y extracción se aplicarán únicamente al gas inyectado o extraído físicamente.

#### ANEXO VII

##### Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento del año 2011 de las plantas de regasificación

Primero. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos para el año 2011.

Tanques de almacenamiento (€):  $1.610.907 + 13,233222 * V$

(Donde V = Capacidad del tanque expresada en m<sup>3</sup>)

Instalaciones de Regasificación (€/m<sup>3</sup>/h capacidad de emisión): 4,94.

Cargaderos de cisternas de GNL (€/ unidad): 41.811.

Obra civil portuaria y terrestre (€/ planta): 1.222.999.

Segundo. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento variables para el año 2011.

Coste por kWh regasificado (€/kWh): 0,000167.

Coste variable por kWh cargado en cisternas(€/kWh): 0,000201.

Coste por trasvases /puestas en frío (€/kWh): 0,000201.

Tercero. Valores unitarios de referencia de inversión para las nuevas inversiones en instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa y con puesta en servicio en el año 2011.

Tanques de almacenamiento (€/m<sup>3</sup>): 696,31.

Cargaderos de cisternas (€/unidad): 3.120.939.

Obra civil y portuaria (€/planta). Valor de la inversión realizada hasta el máximo de: 52.613.921.

Instalaciones de regasificación (€/m<sup>3</sup>/h capacidad de emisión): 137,77.