

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

**20647** *Orden IET/3587/2011, de 30 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, Energía y Turismo, 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 de dicha norma legal determina que, 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 (remisión que en la actualidad debe entenderse efectuada al Ministro de Industria, Energía y Turismo), mediante orden, 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, Energía y Turismo, 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.

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, Energía y Turismo 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 40/2011 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado por su Consejo el 28 de diciembre de 2011, 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 30 de diciembre de 2011 el Consejo de Ministros ha avocado la adopción del Acuerdo reservado a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos por el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, adoptando a sus resultas Acuerdo por el que autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo para dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo del Consejo de Ministros, 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 2012, el establecimiento de la retribución para el año 2012 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 2012 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 2012 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 0,40 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 2012 será de once millones setecientos ochenta y nueve mil cuatrocientos treinta y cuatro euros (11.789.434 €). La Comisión Nacional de Energía incluirá en la liquidación 14 del año 2012 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 2012.

#### 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 facturar de nuevo 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 facturar de nuevo los peajes de acceso considerando el escalón de consumo que corresponda al consumo real.

3. El canon de almacenamiento de gas natural licuado (GNL), que se especifica en el anexo I de la presente orden, se facturará por todo el volumen del gas efectivamente almacenado, excluido el gas talón de los tanques, propiedad de los titulares de las plantas.

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.

6. Cuando el período de facturación no coincida con un mes natural, el término fijo del peaje de transporte y distribución  $Tf_{ij}$  o el término de reserva de capacidad  $Tf_e$  se calculará multiplicando el valor mensual por el cociente entre el número de días a facturar del mes que entren en el período de facturación y el número de días del mes. Cuando el período de facturación coincida con un mes completo se aplicará directamente el valor publicado.

## Artículo 5. *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 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, Energía y Turismo 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.

## 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 telemetria.

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 teled medida, 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 teled medida, 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 teled medida, 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 teled medida, 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 teled medida 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 lo 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:

Contrato de interrupción tipo «A»: 5 días.

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:

- Criterios geográficos.
- Máxima operatividad.
- 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 apartado octavo del anexo I 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 aplicación de lo dispuesto en el artículo 9 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, los comercializadores que suministren a consumidores conectados a redes de distribución de gas natural alimentadas mediante planta satélite de gas natural licuado tendrán derecho a un descuento global (Dm) en el peaje de transporte y distribución equivalente al coste medio de la red de transporte no utilizada.

El valor del coeficiente Dm para el año 2012, calculado como cociente entre la retribución al transporte y la suma de la retribución al transporte y a la distribución, es igual a 35,72%.

Los coeficientes de descuento «C» aplicables en el año 2012 al término de conducción del peaje de transporte y distribución, calculados de acuerdo a lo dispuesto en el citado artículo 9 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, para cada uno de los escalones de consumo, son los siguientes:

Término de conducción	Coeficiente a aplicar al término de conducción — Porcentaje
2.1	69,1
2.2	73,7
2.3	75,7
2.4	76,9
2.5	78,9
2.6	77,9
3.1	67,6
3.2	67,9
3.3	68,0
3.4	69,0
3.5	72,5

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 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 satélites 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 abril 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 2.b 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:

- 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, Energía y Turismo.

– 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 aquellos casos en que más de una empresa solicite retribución específica para un mismo núcleo de población en la misma convocatoria, la cantidad de retribución específica a otorgar será la menor de las solicitadas, siempre que el proyecto no haya sido descalificado, sin perjuicio de la empresa que finalmente resulte beneficiaria, que será aquella que efectivamente realice la gasificación del núcleo o sea titular única de la autorización de instalaciones.

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 2012 la retribución específica anual para el conjunto del sector no podrá superar en ningún caso la siguiente cantidad:

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

Donde:

RDn: Retribución específica de distribución máxima asignada para el año 2012.

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 cinco millones de euros (5.000.000 €) 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.

8. Aquellos proyectos que obtuvieron retribución específica en convocatorias pasadas, en las que se ha superado el plazo de finalización de construcción de las instalaciones, y para las que todavía no se ha solicitado el pago de la correspondiente retribución específica, deberán remitir en el plazo de dos meses desde la publicación de la presente disposición, 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.

En caso de que no se acredite la puesta en gas de la instalación, se considerará automáticamente desistido el derecho de cobro de retribución específica del proyecto afectado y podrá ser solicitado en convocatorias posteriores. A tal efecto, la Dirección General de Política Energética y Minas, en función de la documentación recibida, publicará en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el listado de aquellos proyectos cuyos derechos de cobro persisten y aquellos proyectos que se consideran desistidos.

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

1. En aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria vigésima relativa al régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el artículo 15.1 de la 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 compensación por el suministro de aire propanado en las Islas Baleares deja 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, al precio resultante de la subasta.

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 en cada instalación 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. *Coefficientes 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. Mermas de regasificación (Cr): 0,01% del gas descargado en las plantas de regasificación.
- b. Mermas de almacenamiento subterráneo (Ca): 0 % del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.
- c. Mermas 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. Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar (Cr < 4): 1%.
- e. Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bares, para redes alimentadas a partir de planta satélite (Cr < 4): 2%.
- f. Mermas 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 y 2010-2011.*

1. Se amplía hasta el 30 de junio de 2012 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 el apartado 2.d de 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.

2. Para aquellos proyectos a los que se les asigne retribución específica, en la convocatoria destinada a proyectos iniciados en los años 2010-2011, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda 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 amplía el plazo para el inicio de la construcción de las instalaciones hasta seis meses a partir de la fecha de firma de la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de asignación de retribución específica correspondiente a dicha convocatoria.

Disposición adicional tercera. *Retribución de las actividades reguladas para el año 2012.*

En el anexo IV de la presente orden figura la cuantía total y el desglose de las retribuciones para el año 2012 de las empresas que realizan actividades reguladas en el sector gasista. A tal efecto se distingue:

1. Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución.
2. Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte.
3. Retribución definitiva y provisional en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas que realizan actividades de regasificación.
4. Retribución definitiva en concepto de amortización y retribución financiera de los activos afectos a la actividad de almacenamiento subterráneo.
5. Retribución a cuenta de instalaciones de transporte.

Disposición adicional cuarta. *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 2012 y valores unitarios de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte para el año 2012.

2. En el anexo VI, se establecen los valores unitarios provisionales de operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos para el 2012.

3. En el anexo VII, se establecen los valores unitarios de inversión para las instalaciones de regasificación puestas en marcha en el año 2012 y de operación y mantenimiento de las plantas de regasificación para el año 2012.

Disposición adicional quinta. *Previsiones de demanda eléctrica.*

Antes del día 31 del mes de octubre de cada año, el Gestor Técnico del Sistema Gasista y el Operador del Sistema Eléctrico remitirán a la Dirección de Política Energéticas y Minas y a la Comisión Nacional de Energía un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones que le corresponden de acuerdo con sus competencias relativas a la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente.

El Gestor Técnico del Sistema proporcionará al Operador del Sistema Eléctrico los escenarios probables de precios del gas natural y el Operador del Sistema realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por tecnología sobre la base de la información de precios prevista por el Gestor Técnico del Sistema.

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 2013 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: 0,2709 cent/kWh/día/mes.

Término variable: 0.0043 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. *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 tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2012, a excepción del canon de almacenamiento subterráneo, regulado en el apartado sexto del anexo I, que será de aplicación a partir del 1 de abril de 2012.

Madrid, 30 de diciembre de 2011.–El Ministro de Industria, Energía y Turismo, José Manuel Soria López.

## 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:	1,8077 cent/(kWh/día)/mes
Tvr: Término variable de peaje de regasificación:	0,0107 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 Huelva, Cartagena y Sagunto:

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL:	31.319 €/buque
Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL:	0,0063 cent/kWh

Plantas de Bilbao, Barcelona y Mugarodos:

Tfd: Término fijo del peaje de descarga de GNL:	15.659 €/buque
Tvd: Término variable del peaje de descarga de GNL:	0,0032 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	2,6551 cent/kWh/día/mes
Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas:	0,0157 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 (Qrn) 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:	163.003 €/operación
Término variable:	0,1441 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:

Tfe: Término fijo de reserva de capacidad Trc: 0,9999 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:

	<b>Término fijo</b> $T_{fij}$ <b>cent/kwh/día/mes</b>	<b>Término variable</b> $T_{vij}$ <b>cent/kwh</b>
<b>Peaje 1 (P&gt;60 bar)</b>		
1.1	3,1856	0,0781
1.2	2,8459	0,0629
1.3	2,6415	0,0567
<b>Peaje 2 (4 bar &lt; P&lt;= 60 bar)</b>		
2.1	23,3254	0,1783
2.2	6,3309	0,1422
2.3	4,1452	0,1151
2.4	3,7985	0,1033
2.5	3,4922	0,0906
2.6	3,2122	0,0786
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>		
	<b>€/mes</b>	
3.1	2,33	2,6558
3.2	5,33	2,0223
3.3	49,99	1,4419
3.4	74,64	1,1557
	<b>cent/kwh/día/mes</b>	
3.5	5,4621	0,1415

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 1°.

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

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

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	14,70	0,3301
2.3 bis	11,26	0,3131

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:

$T_v$  (cent/MWh/día): 3,0164 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:

	<b>Peaje diario</b>	<b>Peaje mensual</b>
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 teled medida para el año 2012

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:

## 1. Contadores:

Caudal del contador (m <sup>3</sup> /h)	Tarifas del alquiler
Hasta 3 m <sup>3</sup> /hora	0,67 €/mes
Hasta 6 m <sup>3</sup> /hora	1,22 €/mes
Superior a 6 m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /hora)	Valor medio del contador €
Hasta 10	205,83
Hasta 25	378,84
Hasta 40	734,71
Hasta 65	1.500,90
Hasta 100	2.031,91
Hasta 160	3.187,11
Hasta 250	6.745,02

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: 78,53 €/mes

Equipo para línea adicional: 15,05 €/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 2012**

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

$$\text{Importe (euros)} = 101,64 * (L-6)$$

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	103,73
2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	103,73
2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	238,42
3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.00	476,86
4 / 5	Mayor de 100.000	476,86

## ANEXO IV

## Retribución de las actividades reguladas para el año 2012

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

	Actualización 2012 €	Revisión 2010- 2011 €	TOTAL €
Naturgas Energía Distribución, S.A.	189.031.315	3.700.773	192.732.087
Gas Directo, S.A.	794.828	-131.881	662.947
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	8.873.310	-507.286	8.366.024
ENDESA GAS Distribución, S.A.	9.442.463	-1.463.392	7.979.071
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	10.904.479	34.169	10.938.649
Gas Aragón, S.A.	36.966.044	761.875	37.727.918
Gesa Gas, S.A.	17.743.789	-176.513	17.567.276
Tolosa Gas, S.A.	944.706	26.447	971.153
Gas Natural Distribución SDG,S .A.	688.918.433	-13.273.043	675.645.390
Gas Natural Andalucía, S.A.	79.239.781	909.313	80.149.095
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	39.410.227	1.400.852	40.811.079
Gas Natural Castilla y León, S.A.	73.640.027	233.653	73.873.680
Gas Natural CEGAS, S.A.	122.482.085	4.029.324	126.511.409
Gas Galicia SDG, S.A.	33.043.764	752.861	33.796.625
Gas Energía Distribución Murcia, S.A.	16.612.225	-929.493	15.682.733
Gas Navarra, S.A.	26.598.207	649.058	27.247.264
Gas Natural Rioja, S.A.	13.767.660	58.692	13.826.352
Gasificadora Canaria, S.A.	444.125	37.847	481.973
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.	146.595	-58.090	88.505
Madrileña Red de Gas, S.A.	97.243.341	652.119	97.895.460
Madrileña Red de Gas II, S.A.	55.631.191	955.397	56.586.588
<b>TOTAL</b>	<b>1.521.878.595</b>	<b>-2.337.317</b>	<b>1.519.541.278</b>

Nota: la retribución de Naturgas Energía Distribución, S.A. incluye la retribución de Gas Energía Distribución Cantabria, S.A.

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

	Retribución anual	Pago único	Total retribución 2012
CEGAS	3.184.644,94	268.778,46	3.453.423,40
ENAGAS, S.A.	719.032.666,17	6.590.392,07	725.623.058,24
ENDESA GAS Transportista, S.L.	22.841.645,22	408.365,02	23.250.010,23
Gas Aragón, S.A.	3.894.424,75		3.894.424,75
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.981.712,41		3.981.712,41
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	4.404.262,24		4.404.262,24
Gas Natural Castilla -La Mancha, S.L.	4.175.452,74		4.175.452,74
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	29.891.390,01	511.060,69	30.402.450,71
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	49.522,92		49.522,92
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	25.943.086,25		25.943.086,25
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	559.568,62		559.568,62
Regasificadora del Noroeste, S.A.	8.384.449,26		8.384.449,26
Transportista Regional del Gas, S.L.	9.991.291,01	149.044,29	10.140.335,30
<b>Total Sector</b>	<b>836.334.116,55</b>	<b>7.927.640,53</b>	<b>844.261.757,08</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 2012
ENAGAS, S.A.	258.597.570
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	48.272.259
Regasificadora de Sagunto, S.A.	69.210.875
Regasificadora del Noroeste, S.A.	46.845.759
<b>Total</b>	<b>422.926.463</b>

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

	Retribución 2012
ENAGAS,S.A.	21.932.347

## 5. Retribución a cuenta de instalaciones de transporte.

La inclusión de una instalación de conexión de transporte a distribución en el listado de retribución a cuenta no presupone el cobro de la retribución definitiva, en aplicación del artículo 12.2 del Real Decreto 1434/2002.

*Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2010*

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión	RETRIBUCIÓN A CUENTA		
				2010	2011	2012
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Gasoducto de transporte secundario Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños de Río Tobía en la provincia de La Rioja. Tramo I	03/12/2010	906.076,54	0,00	108.247,69	109.023,16
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición de derivación LR1 de Derivación en el t.m. de Cenicero (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños de Río Tobía	03/12/2010	189.641,98	0,00	19.627,94	19.737,17
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición de derivación LR2 de Derivación en el t.m. de Uruñela (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños del Río Tobía	03/12/2010	189.641,98	0,00	19.627,94	19.737,17
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR1 en el t.m. de Cenicero (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños del Río Tobía	03/12/2010	252.762,60	0,00	57.625,32	58.166,32
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR2 en el t.m. de Uruñela (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños del Río Tobía	03/12/2010	252.762,60	0,00	57.625,32	58.166,32
ENAGÁS, S.A.	Sustitución de la EM G-250 por la EM G-2500 en posición 15.32 del Gasod. Cartagena - Orihuela en el TM de Cartagena.	23/11/2010	288.500,20	2.242,88	59.467,19	59.979,26
ENAGÁS, S.A.	Ampliación Pos. 15 del Gasoducto Duplicación del Gasod. Tivissa - Paterna en el t.m. de Tivissa (Tarragona). 40"	05/03/2010	3.266.609,04	0,00	338.094,04	339.975,40
ENAGÁS, S.A.	Ampliación Pos. 15 del Nuevo Gasoducto Tivissa - Arbós en el t.m. de Tivissa (Tarragona). 30"	05/03/2010	2.366.899,32	0,00	244.974,08	246.337,27
ENAGÁS, S.A.	Ampliación Pos. 15 del Gasoducto Duplicación del Gasod. Castelnou - Tivissa en el t.m. de Tivissa (Tarragona). 26"	05/03/2010	2.007.013,74	0,00	207.725,92	208.881,84
TOTAL				2.242,88	1.113.015,46	1.120.003,88

*Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2011*

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Gasoducto ALGETE - YELA. Tramo Provincia Guadalajara.	31/03/2011	36.825.962,47	525.646,42	4.951.815,48
Enagás, S.A.	Nueva Posición J-01A del Gasoducto Algete-Yela en el TM de Quer (Guadalajara)	31/03/2011	1.082.335,76	0,00	124.576,85
Enagás, S.A.	ERM G-1000 en posición J-01A del Gasod. Algete - Yela en el TM de Quer (Guadalajara).	25/08/2011	360.924,00	22.031,67	111.810,05
Enagás, S.A.	Nueva Posición J-02 del Gasoducto Algete-Yela en el TM de Marchamalo (Guadalajara)	31/03/2011	1.082.335,76	0,00	124.576,85
Enagás, S.A.	Nueva Posición J-03 del Gasoducto Algete-Yela en el TM de Torija (Guadalajara)	31/03/2011	1.082.335,76	0,00	124.576,85
Enagás, S.A.	ERM G-160 en posición J-03 del Gasod. Algete - Yela en el TM de Torija (Guadalajara).	25/08/2011	269.616,00	15.485,33	80.554,60
Enagás, S.A.	Nueva Posición J-04 del Gasoducto Algete-Yela en el TM de Brihuega (Guadalajara)	31/03/2011	2.008.017,66	0,00	231.122,83
Enagás, S.A.	Gasoducto ALGETE - YELA. Tramo Provincia Madrid.	29/04/2011	18.715.349,16	237.457,02	2.516.565,74
Enagás, S.A.	Modificación Posición B-18 para el Gasoducto Algete-Yela en el TM de Algete (Madrid)	29/04/2011	2.008.017,66	0,00	231.122,83
Enagás, S.A.	Nueva Posición J-01 del Gasoducto Algete-Yela en el TM de Meco (Madrid)	29/04/2011	1.082.335,76	0,00	124.576,85

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Duplicación del gasoducto TIVISSA - PATERNA. Tramo Norte (prov. Castellón)	03/06/2011	44.101.504,82	419.664,03	5.930.123,74
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.08.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de Canet lo Roig (Castellón)	03/06/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.09.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de La Jana (Castellón)	03/06/2011	1.761.605,52	0,00	202.760,80
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.10.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de San Mateo (Castellón)	03/06/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.11.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de Les Coves de Vinroma (Castellón)	03/06/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.12.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de Vilanova d'Alcolea (Castellón) TD	03/06/2011	6.536.483,64	0,00	752.349,27
Enagás, S.A.	Duplicación del gasoducto TIVISSA - PATERNA. Tramo Norte (prov. Tarragona)	27/07/2011	67.316.508,60	533.812,43	9.051.737,06
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.01.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de El Perelló (Tarragona)	27/07/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.02.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de El Perelló (Tarragona)	27/07/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.03.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de Camarles (Tarragona)	27/07/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.04.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de Tortosa (Tarragona)	27/07/2011	1.761.605,52	0,00	202.760,80
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.05.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de Masdenverge (Tarragona)	27/07/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.06.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de Godall (Tarragona)	27/07/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.07.D de la Duplicación Gasoducto Tivisa - Paterna en el TM de Ulldecona (Tarragona)	27/07/2011	3.268.241,82	0,00	376.174,63
Enagás, S.A.	Ramal a Besós en la provincia de Barcelona	31/08/2011	14.645.380,96	92.908,99	1.969.296,10
Enagás, S.A.	Nueva posición 5D.03 del Gasoducto denominado "Martorell-Figueras" Tramo Sur en el t.m de Senmerat en la provincia de Barcelona.	14/10/2011	1.567.527,36	0,00	180.422,40
Enagás, S.A.	Nueva posición 5D.03 del Gasoducto a Besós en el t.m de Senmerat en la provincia de Barcelona.	31/08/2011	2.008.017,66	0,00	231.122,83
Enagás, S.A.	Nueva Posición 5D.03.01 Gasoducto a Besós en el T.M. de Santa Perpetua de Mogoda (Barcelona)	31/08/2011	1.082.335,76	0,00	124.576,85

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Nueva Posición 5D.03.02 Gasoducto a Besós en el T.M. de Montcada i Reixac (Barcelona)	31/08/2011	712.063,00	0,00	81.958,45
Enagás, S.A.	Nueva Posición 5D.03.03 Gasoducto a Besós en el T.M. de Santa Colomá de Gramanet (Barcelona)	31/08/2011	712.063,00	0,00	81.958,45
Enagás, S.A.	Nueva Posición 5D.03.04 Gasoducto a Besós en el T.M. de Sant Adriá de Besós (Barcelona)	31/08/2011	2.008.017,66	0,00	231.122,83
Enagás, S.A.	Ampliación Posición F-02 del Gasod. Huelva - Sevilla - Madrid en el TM de Palos de la Frontera (Huelva) (D+D A D+D+D GASODUCTO 20")	21/06/2011	311.282,32	0,00	35.828,60
Enagás, S.A.	EM G-250 en posición F-02 del Gasod. Huelva - Sevilla en el TM de Palos de la Frontera (Huelva).	21/06/2011	275.257,49	18.176,25	70.968,95
Enagás, S.A.	Ampliación Posición F-02 del Gasod. Desdoblamiento Huelva - Sevilla - Madrid en el TM de Palos de la Frontera (Huelva) DE D+D A D+D+D (30" DESDOBLAMIENTO)	21/06/2011	502.168,11	0,00	57.799,55
Enagás, S.A.	Modificación Posición G-07.1 del Gasoducto Falces - Irurzun en el TM de Lárrega (Navarra) DE D+D	13/05/2011	196.751,57	0,00	22.646,11
Enagás, S.A.	ERM G-250 en posición G-07.01 del Gasod. Falces - Irurzun en el TM de Larraga (Navarra).	13/05/2011	320.066,85	28.274,17	88.830,92

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Modificación Posición G-07.2 del Gasoducto Falces - Irurzun en el TM de Puente la Reina (Navarra) DE S-D?	13/05/2011	196.751,57	0,00	22.646,11
Enagás, S.A.	ERM G-650 en posición G07.02 del Gasod. Falces - Irurzun en el TM de Puente La Reina (Navarra).	13/05/2011	368.155,25	32.225,67	101.659,63
Enagás, S.A.	Ampliación Posición G-02 del Gasod. Larrau - Villar de Arnedo en el TM de Gallúes (Navarra) DE D A D+D	22/06/2011	425.813,67	0,00	49.011,15
Enagás, S.A.	EM-MUS reversible G-4000 (3 líneas) en pos. G-02 del Gasod. Larrau - Villar de Arnedo en el TM de Gallúes (Navarra).	22/06/2011	937.691,04	40.039,50	197.232,08
Enagás, S.A.	Modificación de la posición B-21 en el t.m. de Madrid del gasoducto Ampliación del Semianillo de Madrid. De D A D+D GASODUCTO ORIGINAL	07/10/2011	234.928,49	0,00	27.040,27
Enagás, S.A.	EM G-65 en la posición B-21 en el t.m. de Madrid del gasoducto Ampliación del Semianillo de Madrid. De D+D A D+D+D+D	07/10/2011	257.842,19	4.828,63	61.308,82
Enagás, S.A.	Modificación de la posición B-21 en el t.m. de Madrid del gasoducto Ampliación del Desdoblamiento Semianillo de Madrid. De D A D+D GASODUCTO DESDOBLAMIENTO	07/10/2011	425.813,67	0,00	49.011,15

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Ampliación de la posición T-07 del gasoducto Semianillo Suroeste de Madrid Tramo II en la provincia de Madrid. DE S A D	24/11/2011	311.282,32	0,00	35.828,60
Enagás, S.A.	Nueva ERM G-4000 posición T-07 en el t.m. de Navalcarnero del gasoducto Semianillo Suroeste de Madrid Tramo II en la provincia de Madrid.	24/11/2011	826.013,95	8.897,67	210.610,66
Enagás, S.A.	ERM G-400 en posición N-08 en el Gasod. Córdoba - Frontera con Portugal en el TM de Badajoz.	29/06/2011	337.411,15	25.929,50	94.420,78
Enagás, S.A.	Ampliación Posición N-08 del Gasod. Córdoba - Badajoz en el TM de Badajoz (Badajoz) de S a D	29/06/2011	463.990,59	0,00	53.405,32
Enagás, S.A.	EM G-1600 (80), en el t.m. de Huercal-Overa, en la provincia de Almería.	17/11/2011	435.135,28	4.681,56	110.878,95
Enagás, S.A.	Gasoducto de conexión al Almacenamiento Subterráneo de Cástor. Provincia de Castellón	28/11/2011	5.587.390,41	8.861,48	751.310,34
Enagás, S.A.	Gasoducto de conexión al Almacenamiento Subterráneo de Cástor. Provincia de Tarragona	30/11/2011	3.143.823,79	4.986,03	422.735,33
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.07D1 del (TS) Gasoducto de Conexión al Almacenamiento Subterráneo de Castor en el T.M Vinarós	28/11/2011	2.368.083,72	0,00	272.566,44

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Unidad de interconexión entre el almacenamiento subterráneo CASTOR y el gasoducto de conexión al almacenamiento subterráneo CASTOR, en la provincia de Castellón	19/12/2011	983.503,22	0,00	219.704,83
Enagás, S.A.	Estación de Compresión de Villar de Arnedo, en la provincia de La Rioja.	24/02/2011	48.677.168,00	1.952.593,33	9.203.914,24
Enagás, S.A.	Estación de Compresión de Chinchilla, en la provincia de Albacete.	14/09/2011	54.782.735,10	730.285,00	10.647.476,39
Enagás, S.A.	Duplicación del Gasoducto Tivisa - Paterna Tramo 3 Sur Provincia de Castellón	30/11/2011	22.661.825,96	35.941,15	3.047.230,08
Enagás, S.A.	Duplicación del Gasoducto Tivisa - Paterna Tramo 2 Centro Provincia de Castellón	30/11/2011	84.142,26	133,45	11.314,22
Enagás, S.A.	Posición 15.19.D de Seccionamiento de Duplicación del Gasoducto Tivisa - Paterna Tramo 3 Sur en el t.m. de Nules Provincia de Castellón	30/11/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26
Enagás, S.A.	Posición 15.20.D de Seccionamiento de Duplicación del Gasoducto Tivisa - Paterna Tramo 3 Sur en el t.m. de Almenara Provincia de Castellón	30/11/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,26

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Posición 15.18.D de Derivación de Duplicación del Gasoducto Tivisa - Paterna Tramo 2 Sur en el t.m. de Villareal en la Provincia de Castellón	30/11/2011	1.761.605,52	0,00	202.760,80
Enagás, S.A.	Ampliación de Posición D-15 del gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias, en el t.m. de Siero, Asturias.	15/12/2011	158.574,65	0,00	18.251,88
Enagás, S.A.	ERM G-250 en Posición D-15 del gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias, en el t.m. de Siero, Asturias.	15/12/2011	320.066,85	0,00	88.830,92
Enagás, S.A.	Duplicación del gasoducto Tivisa-Paterna Tramo Sur Provincia de Valencia. Tramo 3	19/12/2011	39.162.566,77	0,00	5.266.007,76
Enagás, S.A.	Ramal a Sagunto	19/12/2011	940.560,58	0,00	126.472,80
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.21D (S) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,20
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.22D (D) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011	1.761.605,52	0,00	202.760,68
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.23D (S) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,09
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.24D (D) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011	1.158.951,00	0,00	133.395,03

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Nueva Posición 15.25D (TS) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011	3.268.241,82	0,00	376.174,35
Endesa Gas Transportista, S.L.	Gasoducto de transporte secundario Calatayud-Orera (Ramal a MYTA) en la provincia de Zaragoza.	09/06/2011	1.393.866,24	11.124,52	183.073,03
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación CAORE-01 en el t.m. de Orera, en la provincia de Zaragoza del gasoducto Calatayud-Orera (Ramal a MYTA).	09/06/2011	129.830,68	0,00	14.943,51
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en el t.m. de Orera en la provincia de Zaragoza del gasoducto Calatayud-Orera (Ramal a MYTA)	09/06/2011	269.969,43	18.418,60	70.809,47
Endesa Gas Transportista, S.L.	Gasoducto de transporte secundario Ramal a Santa Ana en el t.m. de Alcalá la Real en la provincia de Jaén.	26/05/2011	73.573,86	685,06	9.663,33
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de seccionamiento y derivación ALSAN-01 en el t.m. de Alcalá la Real en la provincia de Jaén del Ramal a Santa Ana	26/05/2011	129.830,68	0,00	14.943,51
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en posición ALSAN-01 en el t.m. de Alcalá la Real en la provincia de Jaén del Ramal a Santa Ana	26/05/2011	269.969,43	21.488,37	70.809,47

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L.	Gasoducto de transporte secundario Bárboles-Alagón-La Joyosa-Sobradriel en la provincia de Zaragoza.	16/08/2011	3.067.365,73	16.320,53	402.873,63
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de trampa de rascadores BARSO-01 en el t.m. de Bárboles del gasoducto Bárboles-Sobradriel en la provincia de Zaragoza.	16/08/2011	352.012,37	0,00	40.516,62
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en posición BARSO-01 en el t.m. de Bárboles del gasoducto Bárboles-Sobradriel en la provincia de Zaragoza.	16/08/2011	269.969,43	12.279,07	70.809,47
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación BARSO-02 en el t.m. de Figueruelas del gasoducto Bárboles-Sobradriel en la provincia de Zaragoza.	16/08/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en posición BARSO-02 en el t.m. de Figueruelas del gasoducto Bárboles-Sobradriel en la provincia de Zaragoza.	16/08/2011	269.969,43	12.279,07	70.809,47
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación BARSO-03 en el t.m. de Alagón del gasoducto Bárboles-Sobradriel en la provincia de Zaragoza.	17/08/2011	189.737,16	0,00	21.838,69
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en posición BARSO-03 en el t.m. de Alagón del gasoducto Bárboles-Sobradriel en la provincia de Zaragoza.	16/08/2011	269.969,43	12.279,07	70.809,47

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación BARSO-04 en el t.m. de La Joyosa del gasoducto Bárboles-Sobradiel en la provincia de Zaragoza.	18/08/2011	189.737,16	0,00	21.838,63
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-400 en posición BARSO-04 en el t.m. de La Joyosa del gasoducto Bárboles-Sobradiel en la provincia de Zaragoza.	16/08/2011	284.598,97	13.137,61	75.236,48
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de trampa de rascadores BARSO-05 en el t.m. de Sobradiel del gasoducto Bárboles-Sobradiel en la provincia de Zaragoza.	19/08/2011	352.012,37	0,00	40.516,45
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-400 en posición BARSO-05 en el t.m. de Sobradiel del gasoducto Bárboles-Sobradiel en la provincia de Zaragoza.	16/08/2011	284.598,97	13.137,61	75.236,48
Endesa Gas Transportista, S.L.	Gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo en la provincia de Jaén.	20/09/2011	14.076.466,53	66.974,89	1.892.796,83
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de trampa de rascadores LINVI-01 en el t.m. de Linares, en la provincia de Jaén del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	388.500,12	0,00	44.716,36

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-250 en posición LINVI-01 en el t.m. de Linares en la provincia de Jaén, del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	278.319,00	12.117,50	83.677,84
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de derivación LINVI-02 en el t.m. de Begíjar, en la provincia de Jaén del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	209.404,32	0,00	24.102,38
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-400 en posición LINVI-02 en el t.m. de Begíjar en la provincia de Jaén, del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	293.401,00	12.964,75	88.988,46
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de derivación LINVI-03 en el t.m. de Baeza, en la provincia de Jaén del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	209.404,32	0,00	24.102,32
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-250 en posición LINVI-03 en el t.m. de Baeza en la provincia de Jaén, del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	278.319,00	12.117,50	83.677,84

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación LINVI-04 en el t.m. de Ubeda, en la provincia de Jaén del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	209.404,32	0,00	24.102,26
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en posición LINVI-04 en el t.m. de Úbeda en la provincia de Jaén, del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	278.319,00	12.117,50	83.677,84
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación LINVI-05 en el t.m. de Sabiote, en la provincia de Jaén del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	209.404,32	0,00	24.102,21
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en posición LINVI-05 en el t.m. de Sabiote en la provincia de Jaén, del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	278.319,00	12.117,50	83.677,84
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación LINVI-06 en el t.m. de Villacarrillo, en la provincia de Jaén del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	209.404,32	0,00	24.102,15

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en posición LINVI-06 en el t.m. de Villacarrillo en la provincia de Jaén, del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo.	20/09/2011	278.319,00	12.117,50	83.677,84
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de trampa de rascadores LINVI-07 en el t.m. de Villacarrillo, en la provincia de Jaén del gasoducto de transporte primario Linares - Baeza - Ubeda - Villacarrillo. TD	20/09/2011	777.000,24	0,00	89.432,38
Endesa Gas Transportista, S.L.	Gasoducto de transporte secundario Vencillón - Sariñena Fase I.	05/10/2011	3.206.335,64	8.529,97	421.126,20
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de trampa de rascadores VENSAR-00 en el t.m. de Vencillón, en la provincia de Huesca del gasoducto Vencillón - Sariñena Fase I	05/10/2011	352.012,37	0,00	40.516,51
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de trampa de rascadores VENSAR-01 en el t.m. de Alcolea de Cinca, en la provincia de Huesca del gasoducto Vencillón - Sariñena Fase I	05/10/2011	352.012,37	0,00	40.516,45
Endesa Gas Transportista, S.L.	EM G-100 en posición VENSAR-01 en el t.m. de Alcolea de Cinca, en la provincia de Huesca del gasoducto Vencillón - Sariñena Fase I	05/10/2011	220.193,76	3.993,23	51.561,00

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-160 en posición VENSAR-01 en el t.m. de Alcolea de Cinca, en la provincia de Huesca del gasoducto Vencillón - Sariñena Fase I	05/10/2011	261.527,52	5.884,43	68.210,21
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-250 insertada en la posición MAEJE-01 para punto de entrega de gas natural del gasoducto secundario a Borja.	14/11/2011	278.319,00	4.039,17	83.677,84
Endesa Gas Transportista, S.L	Gasoducto de transporte secundario Otura - Escúzar en la provincia de Granada.	03/11/2011	1.550.781,70	2.062,81	203.682,61
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de trampa de rascadores OTUES-00 en el t.m. de Otura del gasoducto de transporte secundario Otura-Escúzar en la provincia de Granada.	03/11/2011	240.870,07	0,00	27.724,15
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de seccionamiento y derivación OTUES-01 en el t.m. de Alhendín del gasoducto de transporte secundario Otura-Escúzar en la provincia de Granada.	03/11/2011	129.830,68	0,00	14.943,51
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-250 en la posición OTUES-01 en el t.m. de Alhendín del gasoducto de transporte secundario Otura-Escúzar en la provincia de Granada.	03/11/2011	269.969,43	3.069,77	70.809,47

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de trampa de rascadores OTUES-02 en el t.m. de Escúzar del gasoducto de transporte secundario Otura-Escúzar en la provincia de Granada.	03/11/2011	240.870,07	0,00	27.724,15
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-650 en la posición OTUES-02 en el t.m. de Escúzar del gasoducto de transporte secundario Otura-Escúzar en la provincia de Granada.	03/11/2011	310.530,95	3.498,79	81.054,79
Endesa Gas Transportista, S.L	Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara. Tramo I	31/10/2011	57.391,11	152,68	7.537,86
Endesa Gas Transportista, S.L	Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara. Tramo II	31/10/2011	3.699.262,03	9.841,33	485.868,09
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de trampa de rascadores VIELCA-01 en el t.m. de Quer del gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara. Tramo I TD	31/10/2011	1.373.742,36	0,00	158.117,75

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de derivación VIELCA-02 en el t.m. de Cabanillas del Campo del gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara. Tramo II	31/10/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de derivación VIELCA-03 en el t.m. de Galápagos del gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara. Tramo II	31/10/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de trampa de rascadores VIELCA-04 en el t.m. de el Casar del gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara. Tramo II	31/10/2011	352.012,37	0,00	40.516,62
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-400 en la posición de derivación VIELCA-01 en el t.m. de Quer del gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	284.598,97	6.568,81	75.236,48

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-400 en la posición de derivación VIELCA-02 en el t.m. de Galápagos del gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	284.598,97	6.568,81	75.236,48
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-400 en la posición de derivación VIELCA-03 en el t.m. de Galápagos del gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	284.598,97	6.568,81	75.236,48
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en la posición de derivación VIELCA-04 en el t.m. de El Casar del gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - El Casar en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	269.969,43	6.139,53	70.809,47
Endesa Gas Transportista, S.L.	Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	8.942.880,74	23.791,19	1.174.574,91
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación VIALMO-01 en el t.m. de Pozo de Guadalajara del Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	249.900,92	0,00	28.763,60

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación VIALMO-02 en el t.m. de Loranca de Tajuña del Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	249.900,92	0,00	28.763,60
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación VIALMO-03 en el t.m. de Pozo de Almoguera del Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	249.900,92	0,00	28.763,60
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de trampa de rascadores VIALMO-04 en el t.m. Almoguera del Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	463.631,97	0,00	53.364,04
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 Posición de derivación VIALMO-01 en el t.m. de Pozo de Guadalajara del Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	269.969,43	6.139,53	70.809,47
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 Posición de derivación VIALMO-02 en el t.m. de Loranca de Tajuña del Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	269.969,43	6.139,53	70.809,47

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-250 Posición de derivación VIALMO-03 en el t.m. de Pozo de Almoguera del Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	269.969,43	6.139,53	70.809,47
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-400 Posición de derivación VIALMO-04 en el t.m. de Almoguera del Gasoducto de transporte secundario Villanueva de la Torre - Almoguera en la provincia de Guadalajara.	31/10/2011	284.598,97	6.568,81	75.236,48
Endesa Gas Transportista, S.L	Gasoducto de transporte secundario Ramal a Caspe en la provincia de Zaragoza.	14/11/2011	1.131.826,80	1.505,53	148.656,28
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de trampa de rascadores CASPE-00 en el t.m. de Caspe del gasoducto de transporte secundario Ramal a Caspe en la provincia de Zaragoza.	14/11/2011	352.012,37	0,00	40.516,62
Endesa Gas Transportista, S.L	ERM G-400 en Posición CASPE-01 en el t.m. de Caspe del gasoducto de transporte secundario Ramal a Caspe en la provincia de Zaragoza.	14/11/2011	284.598,97	3.284,40	75.236,48
Endesa Gas Transportista, S.L	Posición de trampa de rascadores CASPE-01 en el t.m. de Caspe del gasoducto de transporte secundario Ramal a Caspe en la provincia de Zaragoza.	14/11/2011	352.012,37	0,00	40.516,62

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L.	Gasoducto de transporte secundario El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfindén en la provincia de Zaragoza. Tramo I	23/11/2011	5.095.407,81	6.777,78	669.240,52
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición BURPU-00 en el t.m. de Zaragoza del gasoducto de transporte secundario El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfindén en la provincia de Zaragoza. TD	23/11/2011	1.373.742,36	0,00	158.117,75
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación BURPU-01 en el t.m. de Nuez de Ebro del gasoducto de transporte secundario El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfindén en la provincia de Zaragoza.	23/11/2011	370.228,44	0,00	42.613,29
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en la posición BURPU-01 en el t.m. de Nuez de Ebro del gasoducto de transporte secundario El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfindén en la provincia de Zaragoza.	23/11/2011	269.969,43	3.069,77	70.809,47
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición de derivación BURPU-02 en el t.m. de Alfajarín del gasoducto de transporte secundario El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfindén en la provincia de Zaragoza.	23/11/2011	370.228,44	0,00	42.613,29

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-250 en la posición BURPU-02 en el t.m. de Alfajarín del gasoducto de transporte secundario El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfindén en la provincia de Zaragoza.	23/11/2011	269.969,43	3.069,77	70.809,47
Endesa Gas Transportista, S.L.	Posición BURPU-03 en el t.m. de La Puebla de Alfindén del gasoducto de transporte secundario El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfindén en la provincia de Zaragoza.	23/11/2011	686.871,18	0,00	79.058,87
Endesa Gas Transportista, S.L.	ERM G-400 en la posición BURPU-03 en el t.m. de La Puebla de Alfindén del gasoducto de transporte secundario El Burgo de Ebro-La Puebla de Alfindén en la provincia de Zaragoza.	23/11/2011	284.598,97	3.284,40	75.236,48
Gas Natural Cegas	Gasoducto Alicante-Benidorm-Altea en la provincia de Alicante (Valencia)	23/02/2011	1.386.856,94	18.447,62	182.152,42
Gas Natural Cegas	Posición 001 de Seccionamiento en el t.m. de Alicante (Valencia) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	23/02/2011	124.827,08	0,00	14.367,60
Gas Natural Cegas	Posición 002 de Seccionamiento en el t.m. de San Vicente del Raspeig (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	23/02/2011	124.827,08	0,00	14.367,60

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Gas Natural Cegas	Gasoducto Alicante-Altea en la provincia de Alicante (Valencia). Derivación a ERM-2 El Campello	31/05/2011	20.541,46	191,27	2.697,95
Gas Natural Cegas	Posición de Seccionamiento ERM El Campello en el t.m. El Campello del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	31/05/2011	45.664,24	0,00	5.255,95
Gas Natural Cegas	ERM tipo G-250 en posición 003 en el t.m. de el Campello (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	31/05/2011	269.969,43	21.488,37	70.809,47
Gas Natural Cegas	Gasoducto Alicante-Benidorm-Altea en la provincia de Alicante (Valencia). Total de esa fecha 56,001,61 m.	24/02/2011	2.207.303,66	29.361,00	289.911,45
Gas Natural Cegas	Gasoducto Alicante-Benidorm-Altea en la provincia de Alicante (Valencia)	24/02/2011	3.083.275,87	41.012,96	404.963,30
Gas Natural Cegas	Gasoducto Alicante-Benidorm-Altea en la provincia de Alicante (Valencia)	24/02/2011	3.243.748,86	43.147,53	426.040,13
Gas Natural Cegas	Posición 001 de Seccionamiento en el t.m. de Alicante (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	124.827,08	0,00	14.367,60
Gas Natural Cegas	Posición 002 de Derivación en el t.m. de Mutxamel (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	189.737,16	0,00	21.838,75

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Gas Natural Cegas	Posición 003 de Derivación en el t.m. de el Campello (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Gas Natural Cegas	Posición 004 de Seccionamiento en el t.m. de El Campello (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	124.827,08	0,00	14.367,60
Gas Natural Cegas	Posición 005 de Derivación en el t.m. de Villajoyosa (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Gas Natural Cegas	Posición 006 de Derivación en el t.m. de Finestrat (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Gas Natural Cegas	Posición 007 de Derivación en el t.m. de Benidorm (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Gas Natural Cegas	Posición 008 de Derivación en el t.m. de Alfás del Pi (I') (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Gas Natural Cegas	Posición 009 de Derivación en el t.m. de Altea (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	24/02/2011	124.827,08	0,00	14.367,60
Gas Natural Cegas	Gasoducto Alicante-Benidorm-Altea en la provincia de Alicante (Valencia)	13/06/2011	64.710,39	516,46	8.499,19

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Gas Natural Cegas	Posición de derivación a ERM-3 en el t.m de Villajoyosa del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	13/06/2011	45.664,24	0,00	5.255,95
Gas Natural Cegas	ERM tipo G-250 en el t.m. de Villajoyosa (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	13/06/2011	269.969,43	18.418,60	70.809,47
Gas Natural Cegas	ERM tipo G-2500 en posición 002 el t.m. de Mutxamel (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	18/04/2011	553.068,78	42.935,44	133.804,96
Gas Natural Cegas	ERM tipo G-250 en posición 006 el t.m. de Finestrat (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	13/06/2011	269.969,43	18.418,60	70.809,47
Gas Natural Cegas	ERM tipo G-400 en en posición 008 el t.m. de Alfás del Pi (I) (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	22/07/2011	284.598,97	16.422,02	75.236,48
Gas Natural Cegas	ERM tipo G-250 en en posición 009 el t.m. de Altea (Alicante) del gasoducto Alicante-Benidorm-Altea	15/06/2011	269.969,43	18.418,60	70.809,47
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray en la provincia de La Rioja. Tramo II	04/05/2011	7.276.624,02	67.754,28	955.725,60
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR3 de Seccionamiento en el t.m. de Nájera (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	124.827,08	0,00	14.367,42

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR4 de Derivación en el t.m. de Azofra (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,52
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR4 en el t.m. de Azofra (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	252.888,70	17.125,52	61.090,50
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR5 de Derivación en el t.m. de Azofra (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,52
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR5 en el t.m. de Azofra (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	252.888,70	17.125,52	61.090,50
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR6 de Derivación en el t.m. de Hervías (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,46
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR6 en el t.m. de Hervías (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	252.888,70	17.125,52	61.090,50
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR7 de Derivación en el t.m. de Santo Domingo de la Calzada (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,40
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-160 en posición LR7 en el t.m. de Santo Domingo de la Calzada (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	261.527,52	20.595,49	68.210,21

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR8 de Derivación en el t.m. de Santurdo de Rioja (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,34
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR8 en el t.m. de Santurdo de Rioja (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	252.888,70	17.125,52	61.090,50
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR9 de Derivación en el t.m. de Ezcaray (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-100 en posición LR9 en el t.m. de Ezcaray (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	256.039,26	18.635,07	64.112,78
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR10 de Seccionamiento en el t.m. de Nájera (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	124.827,08	0,00	14.367,60
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR11 de Derivación en el t.m. de Nájera (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-160 en posición LR11 en el t.m. de Nájera (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	261.527,52	20.595,49	68.210,21
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR12 de Derivación en el t.m. Tricio (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,75

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR12 en el t.m. Tricio (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	252.888,70	17.125,52	61.090,50
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición LR13 de Derivación en el t.m. de Baños de Río Tobía (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM tipo G-160 en posición LR13 en el t.m. de Baños de Río Tobía (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray	04/05/2011	261.527,52	20.595,49	68.210,21
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Gasoducto Aiguaviva-Fomells de la Selva (Cataluña)	23/09/2011	67.927,16	271,07	8.921,68
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición de Derivación POS-001 en el t.m. de Aiguaviva (Gerona) del Gasoducto Aiguaviva-Fomells de la Selva (Cataluña)	23/09/2011	370.228,44	0,00	42.613,29
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	Posición de Derivación POS-002 en el t.m. de Fornells de la Selva (Gerona) del Gasoducto Aiguaviva-Fomells de la Selva (Cataluña)	23/09/2011	69.409,64	0,00	7.989,05
Gas Natural Transporte Sdg, S.L.	ERM TIPO G-1600 en POS-002 en el t.m. de Fornells de la Selva (Gerona) del Gasoducto Aiguaviva-Fomells de la Selva (Cataluña)	23/09/2011	426.775,75	14.231,95	110.609,35

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	Gasoducto de transporte secundario Siero-Villaviciosa	19/12/2011	3.109.466,65	0,00	408.403,25
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	Posición de válvulas 01 (D-15.01) de seccionamiento y derivación en 10" en el t.m. de Siero del gasoducto de transporte secundario Siero-Villaviciosa.	19/12/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	Posición de válvulas 02 (D-15.02) de seccionamiento y derivación en 10" en el t.m. de Sariego del gasoducto de transporte secundario Siero-Villaviciosa.	19/12/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	Posición de válvulas 03 (D-15.02) de seccionamiento y derivación en 10" en el t.m. de Villaviciosa del gasoducto de transporte secundario Siero-Villaviciosa.	19/12/2011	189.737,16	0,00	21.838,75
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	ERM tipo G-650 en Posición de válvulas 01 (D-15.01) en el t.m. de Siero del gasoducto de transporte secundario Siero-Villaviciosa.	19/12/2011	310.530,95	0,00	81.054,79
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	ERM tipo G-250 eb Posición de válvulas 02 (D-15.02) en el t.m. de Sariego del gasoducto de transporte secundario Siero-Villaviciosa.	19/12/2011	269.969,43	0,00	70.809,47

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	ERM tipo G-400 en Posición de válvulas 03 (D-15.02) en el t.m. de Villaviciosa del gasoducto de transporte secundario Siero-Villaviciosa.	19/12/2011	284.598,97	0,00	75.236,48
Transportista Regional del Gas	Gasoducto de transporte secundario Briviesca - Belorado en la provincia de Burgos.	28/10/2011	3.921.339,88	10.432,14	515.036,22
Transportista Regional del Gas	Posición B.02.00 BRIBEL-00 de trampa de rascadores en el t.m. de Briviesca del gasoducto de transporte secundario Briviesca-Belorado en la provincia de Burgos.	28/10/2011	463.631,97	0,00	53.364,04
Transportista Regional del Gas	Posición B.02.01 BRIBEL-01 de derivación en el t.m. de Valle de Oca del gasoducto de transporte secundario Briviesca-Belorado en la provincia de Burgos.	28/10/2011	249.900,92	0,00	28.763,60
Transportista Regional del Gas	Posición B.02.02 BRIBEL-02 de trampa de rascadores en el t.m. de Belorado del gasoducto de transporte secundario Briviesca-Belorado en la provincia de Burgos.	28/10/2011	463.631,97	0,00	53.364,04
Transportista Regional del Gas	ERM G-250 en posición B.02.00 BRIBEL-00 en el t.m. de Briviesca del gasoducto de transporte secundario Briviesca-Belorado en la provincia de Burgos.	28/10/2011	269.969,43	6.139,53	70.809,47

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Transportista Regional del Gas	ERM G-250 en posición B.02.01 BRIBEL-01 en el t.m. de Valle de Oca del gasoducto de transporte secundario Briviesca-Belorado en la provincia de Burgos.	28/10/2011	269.969,43	6.139,53	70.809,47
Transportista Regional del Gas	EM G-160 en posición B.02.02 BRIBEL-02 en el t.m. de Belorado del gasoducto de transporte secundario Briviesca-Belorado en la provincia de Burgos.	28/10/2011	224.913,67	4.413,32	54.708,59
Transportista Regional del Gas	Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	07/10/2011	6.809.526,20	21.599,51	915.645,24
Transportista Regional del Gas	Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila. Tramo I (provincia de Segovia)	30/09/2011	9.983.466,88	47.500,67	1.342.430,24
Transportista Regional del Gas	Posición de derivación SEGAVI-03 en el t.m. de El Espinar en la provincia de Segovia del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	30/09/2011	403.066,00	0,00	46.392,90

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Transportista Regional del Gas	ERM G-400 en la posición SEGAVI-03 en el t.m. de El Espinar en la provincia de Segovia del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	30/09/2011	293.401,00	12.964,75	88.988,46
Transportista Regional del Gas	Posición de derivación SEGAVI-04 en el t.m. de Villacastín en la provincia de Segovia del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	30/09/2011	403.066,00	0,00	46.392,90
Transportista Regional del Gas	ERM G-250 en la posición SEGAVI-04 en el t.m. de Villacastín en la provincia de Segovia del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	30/09/2011	278.319,00	12.117,50	83.677,84
Transportista Regional del Gas	Posición de derivación SEGAVI-05 en el t.m. de Santa María de Cubillo en la provincia de Ávila del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	07/10/2011	403.066,00	0,00	46.392,84

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Transportista Regional del Gas	ERM G-400 en la posición SEGAVI-05 en el t.m. Santa María de Cubillo en la provincia de Ávila del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	07/10/2011	293.401,00	8.643,17	88.988,46
Transportista Regional del Gas	Posición de derivación SEGAVI-06 en el t.m. de Vicolozano en la provincia de Ávila del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	07/10/2011	403.066,00	0,00	46.392,78
Transportista Regional del Gas	ERM G-250 en la posición SEGAVI-06 en el t.m. de Vicolozano en la provincia de Ávila del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	07/10/2011	278.319,00	8.078,33	83.677,84
Transportista Regional del Gas	Posición de trampa de rascadores SEGAVI-07 en el t.m. de Ávila del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	07/10/2011	747.793,50	0,00	86.070,86

Titular	Instalación	Fecha de Puesta en Marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	RETRIBUCIÓN A CUENTA	
				2011	2012
Transportista Regional del Gas	ERM G-1000 en la posición SEGA VI-07 en el t.m. de Ávila del Gasoducto de transporte primario Otero de los Herreros-Villacastín perteneciente al gasoducto Segovia-Avila.	07/10/2011	360.924,00	11.015,83	111.810,05
Total			539.320.760,12	5.817.353,51	79.608.943,40

## Centros de operación y mantenimiento

Titular	Elemento	Puesta en Marcha: AÑO n-1	Valor reconocido de la inversión	Retribución a cuenta		
				Retribución 2010 (€)	Retribución 2011 (€)	Retribución 2012 (€)
ENAGÁS, S.A.	Nuevo Centro de Mantenimiento en León	23/06/2009	1.945.771,00	249.058,69	247.506,94	245.721,93
ENAGÁS, S.A.	Centro de Trabajo en Antas (Almería)	25/01/2010	1.939.545,00	0,00	249.231,53	247.659,29
ENAGÁS, S.A.	Centro de Trabajo en Baleares	15/09/2010	1.939.545,00	0,00	249.231,53	247.659,29
ENAGÁS, S.A.	Centro de Trabajo en Murcia	10/01/2011	1.940.515,00	0,00	0,00	271.866,15
TOTAL			7.765.376,00	249.058,69	745.970,00	1.012.906,66

## 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 puestas en servicio en 2012**

**Gasoductos de transporte primario y secundario**

**Obra lineal en gasoducto de transporte primario**

	<b>2012</b>
	€/m*pulgada)
Obra Lineal	24,77

**Obra lineal en gasoducto de transporte secundario**

<b>Coefficiente corrector</b>	
Gasoducto transporte secundario	0,62

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

Diámetro (pulgada)	<b>2012</b>
	€
6	74.219
8	138.827
10	202.884
12	267.217
14	331.549
16	395.882
18	460.215
20	524.547
22	588.881
24	653.213
26	717.546
28	781.878
30	846.212
32	910.545
36	1.039.209
40	1.167.875
42	1.232.207
44	1.296.540
48	1.425.206
52	1.553.871

**Coefficientes 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 puestas en marcha en 2012**

Potencia Instalada menor o igual a 37.284 kW	
Término Fijo (€ / E.C.)	8.065.739
Término Variable (€/kW)	1.129,10
Potencia Instalada mayor de 37.284 kW	
Término Fijo (€ / E.C.)	28.268.917
Término Variable (€/kW)	587,22

**Estaciones de regulación y medida (ERM) en un gasoducto de transporte primario puestas en marcha en 2012**

Tipo	Año de puesta en marcha	
	2012	
G	€ / Unidad	
65	262.717	
100	265.990	
160	271.692	
250	280.462	
400	295.660	
650	322.600	
1.000	363.703	
1.600	443.363	
2.500	574.564	
4.000	723.804	
6.500	873.041	

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 puestas en marcha en 2012**

Precio máximo auditado en €	1.955.457
-----------------------------	-----------

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 para el año 2012.

#### Gasoductos transporte primario

€/m/pulg	0,4760
----------	--------

Nota: Incluyen los costes de operación de las posiciones asociadas

Coeficiente corrector	
Gasoducto transporte secundario	0,52

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

Término fijo (€/E.C.)	153.245
Término variable	61,46

**ERM en gasoductos de transporte primario**

G	€/ Unidad
65	39.310
100	42.775
160	47.275
250	49.324
400	52.773
650	56.217
1.000	67.260
1.600	76.225
2.500	86.234
4.000	108.653
6.500	131.077

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<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" 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 2012**

Costes de operación y mantenimiento provisionales (directos e indirectos) para el año 2012:

Almacenamiento subterráneo Serrablo:	7.682.119,18 €
Almacenamiento subterráneo Gaviota:	17.493.277,61 €

**ANEXO VII****Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de las plantas  
de regasificación**

Primero. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos para el año 2012.

Tanques almacenamiento GNL (€/tanque):	1.639.291
Tanque almacenamiento GNL (€/m3 GNL):	13,466391
Capacidad de vaporización Nominal (€/m3/h):	5,03
Cargaderos de cisternas de GNL (€/cargadero):	42.548
Planta regasificación (€/planta):	1.244.548
Resto de unidades de Inversión (€):	0

Nota: la capacidad de vaporización nominal se aplica solo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir se excluyen los equipos de reserva de la instalación, independientemente de si tratan de unidades de inversión de vaporizadores de agua de mar o de vaporizadores de combustión sumergida.

Segundo. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento variables para el año 2012.

kWh regasificados (€/kWh):	0,000152
kWh cargados en sistemas de GNL (€/kWh):	0,000182
kWh transvasados a /entre buques de GNL (€/kWh):	0,000182

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 2012.

a) Valores Máximos para Actuaciones de Inversión que agrupan las Unidades de Inversión No-Estandarizadas.

El valor máximo a reconocer por el coste, debidamente auditado, de las Actuaciones de Inversión que agrupan la Unidades de Inversión No-Estandarizadas realizadas (obra civil terrestre y marítima, instalaciones de descarga, interconexiones de gas/GNL, cimentaciones y obra civil asociada al almacenamiento de GNL, sistema de captación de agua, servicios auxiliares, suministro eléctrico y sistemas de gestión y control) se aplicará de acuerdo a los siguientes criterios:

1. El Valor Máximo por nueva planta es aplicable una sola vez en la vida útil de la planta regasificación.
2. El Valor Máximo por ampliación de tanque es aplicable a cada tanque adicional sobre la configuración original de la planta de regasificación.
3. El Valor Máximo por ampliación de vaporización es aplicable a cada ampliación de vaporización, incluida la de reserva, sobre la configuración original de la planta de regasificación.

Al construir una nueva planta (€) :	173.579.731
Al construir un nuevo tanque en planta ya construida (€/m3 GNL):	194,73
Al construir una ampliación de vaporización en planta ya construida	101,33
Al construir una ampliación de atraque en planta ya construida:	según valor auditado.

b) Valores Unitarios para Unidades de Inversión Estandarizadas.

Tanque almacenamiento de GNL (€/m3):	460,71
Sistema de bombas secundarias (€/m3/h):	3.621,67
Vaporizadores de agua de mar (€/m3/h):	43,13
Vaporizadores de combustión sumergida (€/m3/h):	24,67
Sistema de medida y odorización: Valor unitario ERM de transporte.	
Sistema antorcha/combustor (€/kg/h):	10,95
Sistema de compresión boil-off para procesado interno planta (€/m3	398,04
Relicador boil-off (€/kg/h) :	1,37
Sistema de compresión de boil-off para emisión directa a la red:	valor unitario E.C. transporte.
Cargaderos de cisternas de GNL (€/unidad):	1.793.087,49