

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

15767 *Orden IET/2812/2012, de 27 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, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, establece en su artículo 92 que la Comisión Nacional de Energía establecerá las metodologías para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso, transporte y distribución, regasificación y almacenamiento y carga de cisternas, y así lo incluye entre las funciones de dicha comisión recogidas en la disposición adicional undécima.tercero 1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Asimismo establece que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de Energía y el resto de costes que le sean de aplicación. 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.

La disposición transitoria primera del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 3 de marzo, dispone que hasta que la Comisión Nacional de Energía establezca la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional undécima.tercero.1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, serán de aplicación los criterios recogidos en la citada ley así como lo dispuesto en el Real Decreto 949/2002, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural y las órdenes de desarrollo.

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 a 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. Asimismo, dichas órdenes determinan 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 devengue una retribución a cuenta a partir del 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio de las instalaciones. Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional segunda la Comisión Nacional de Energía ha remitido un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre la retribución de determinadas actividades reguladas para el año siguiente, que ha sido tenido en cuenta en la elaboración de la presente orden.

Por otra 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.

Con el fin de mejorar la seguridad en el tráfico rodado de mercancías peligrosas, mediante la disminución del número de cisternas vehiculadas por carretera se ha modificado las condiciones de aplicación del peaje de carga de cisternas para nuevos suministros en aquellos casos en que sea posible la conexión de las plantas satélites a la red de transporte y distribución.

Ante la coyuntura económica actual se ha establecido un valor cero para el año 2013 del factor de eficiencia incluido en algunas fórmulas de actualización de la retribución al transporte y la distribución y del cálculo de los precios de alquiler de contadores. Hay que señalar que dicho factor de eficiencia, desde su publicación, ha tomado el valor máximo previsto.

Mediante la presente orden se procede a modificar la definición de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} definidos en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, con el fin de igualar la ponderación del gas de invierno y del gas de base que intervienen en la fórmula de cálculo del precio de la tarifa de último recurso con las cantidades efectivamente adjudicadas en la subastas organizadas al efecto.

Al objeto de no someter el sistema gasista a tensiones derivadas de la aplicación del sistema de repartos «n+1» en los momentos de máxima demanda invernal, se pospone al 1 de julio de 2013 la aplicación del nuevo procedimiento. Igualmente para facilitar la operación de los agentes y conseguir un aumento de las existencias de gas natural licuado, se disminuyen los límites de existencias de GNL a partir de los cuales son de aplicación penalizaciones.

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 telemedida.

La presente orden ha sido objeto del Informe 36/2012 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado por su Consejo el 20 de diciembre de diciembre de 2012, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Mediante Acuerdo de 27 de diciembre de 2012, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

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

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden la determinación de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas en vigor a partir del día 1 de enero de 2013, el establecimiento de la retribución para el citado año 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 2013 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 2013 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 0,38 por ciento y del 0,140 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 2013 será de once millones quinientos sesenta y una mil sesenta euros (11.561.060 €). La Comisión Nacional de Energía incluirá en la liquidación 14 del año 2013 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 2013.

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.

7. A efectos de la contratación nueva capacidad o ampliar capacidad ya contratada para la carga de cisternas de gas natural licuado (GNL), destinadas a plantas satélites, los usuarios deberán acreditar al titular de la planta de regasificación que no existe una red de transporte o distribución de gas natural próxima al punto de consumo susceptibles de alimentarlo. Para ello, los usuarios deberán acreditar que no existe ninguna red de transporte o distribución en un radio inferior a 2.000 m desde el punto de consumo. Todas las instalaciones de consumo que dispongan de conexión con la red de transporte o distribución se deberán alimentar desde la misma en un plazo no superior a dos meses desde la entrada en vigor de la presente orden.

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/m³ (n). En particular, se desglosarán los porcentajes destinados al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 7. *Facturación de períodos 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 telemedida 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 telemedida operativos y que superen el umbral establecido en el apartado anterior. Los consumidores que superen por primera vez este límite, deberán instalar equipos con telemedida en el plazo de seis meses, a contar a partir del momento en que se supere el umbral indicado en el apartado anterior, de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 4. En el caso de nuevos puntos de conexión, las empresas distribuidoras y transportistas verificarán el cumplimiento de esta obligación.

3. Las empresas distribuidoras y transportistas deberán custodiar las lecturas diarias de estos contadores durante al menos cinco años. En el caso de que se contrate el acceso al punto de conexión mediante modalidades de contratación que estén relacionadas con el consumo nocturno/diurno las empresas distribuidoras y transportistas deberán custodiar las lecturas horarias de los contadores con telemedida.

4. Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500.000 kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos, podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo aplicable a los peajes del Grupo 1.

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

6. En el caso de consumidores acogidos a los peajes 2.3 y 2.4 o a los peajes interrumpibles asociados, que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de teled medida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un período 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 período 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 período 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 (Qm) 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 períodos 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_{fc}), 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. A estos efectos, solamente se consideraran las zonas en las que las instalaciones existentes sean incapaces de suministrar la demanda prevista en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal.

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:

- a) Criterios geográficos.
- b) Máxima operatividad.
- c) Mínimo impacto.

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

5. Comunicación:

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

El incumplimiento de las instrucciones de interrupción impartidas por parte del Gestor Técnico del Sistema por parte de un consumidor acogido a esta modalidad de acceso conllevará la aplicación automática a este cliente del peaje firme correspondiente a sus características de presión de suministro y volumen de consumo incrementado en un 50 por ciento en todos los términos del peaje, durante los doce meses siguientes a aquel 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. *Peaje de exportación por conexión internacional por gasoducto.*

Al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre se le aplicará el término fijo de conducción del peaje de transporte y distribución 1.3 vigente multiplicado por un factor 0,7. No se aplicará el término variable.

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 2013, calculado como cociente entre la retribución al transporte y la suma de la retribución al transporte y a la distribución, es igual a 38,00 %.

Los coeficientes de descuento «C» aplicables en el año 2013 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
2.1/2.1 bis	62,6
2.1/2.2 bis	66,7
2.3	68,6
2.4	69,7
2.5	71,5
2.6	70,6
3.1	61,2
3.2	61,5
3.3	61,6
3.4	62,5
3.5	66,5

Artículo 14. *Régimen aplicable a los gases manufacturados en el archipiélago canario.*

1. El precio de cesión a considerar como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministren gases manufacturados en el archipiélago canario será de 0,023326 €/kWh.

2. 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 15. *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 16. 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 17. Coeficientes de mermas en las instalaciones gasistas.

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

a) 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. *Retribución de las actividades reguladas para el año 2013.*

En el anexo IV de la presente orden figura la cuantía total y el desglose de las retribuciones para el año 2013 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 tercera. *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 2013 y valores unitarios de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte para el año 2013.

2. En el anexo VI, se establecen los valores unitarios provisionales de operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos para el 2013.

3. En el anexo VII, se establecen los valores unitarios de inversión para las instalaciones de regasificación puestas en marcha en el año 2013 y de operación y mantenimiento de las plantas de regasificación para el año 2013.

Disposición adicional cuarta. *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 adicional quinta. *Ejecución de la sentencia de 21 de marzo de 2011 del recurso 468/2009 del Tribunal Supremo, sala de lo contencioso-administrativo.*

En cumplimiento de lo dispuesto en la sentencia de 21 de marzo de 2011, dictada por la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo, relativa al recurso 468/2009 interpuesto por Tabicesa contra la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, se procede a dar publicidad el coeficiente «C» que resulta de la aplicación de la fórmula de cálculo incluida 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, para los años 2008 a 2011.

	2008 — Porcentaje	2009 — Porcentaje	2010 — Porcentaje	2011 — Porcentaje	2012 — Porcentaje
2.1	69,58	70,01	63,49	69,10	65,90
2.2	74,18	74,65	67,70	73,67	70,26
2.3	76,20	76,67	69,54	75,67	72,17
2.4	77,47	77,96	70,70	76,94	73,38
2.5	79,45	79,94	72,50	78,90	75,25
2.6	78,45	78,94	71,59	77,91	74,30
3.1	67,82	68,36	62,10	67,58	64,46
3.2	68,08	68,68	62,42	67,93	64,79
3.3	68,36	68,92	62,50	68,02	64,87
3.4	69,26	69,94	63,43	69,04	65,84
3.5	72,43	73,56	66,76	72,68	69,32

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

1. Con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2014 los consumidores acogidos a la tarifa específica para usos de materia prima podrán acogerse al peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima, el cual 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.

2. El valor del peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima (PA) es el siguiente:

Término fijo: 2,6109 cent/kWh/día/mes.

Término variable: 0,0413 cent/kWh.

3. El peaje (PA) será facturado por la empresa titular del punto de salida.

4. El peaje (PA) se incrementará de forma gradual con objeto de igualarlo con los peajes ordinarios una vez finalizado el periodo extraordinario.

Disposición transitoria segunda. *Aplicación del artículo 11 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.*

Se modifica el apartado d) de la disposición final quinta de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre que pasa a tener la siguiente redacción:

«d) El artículo 11, que entrará en vigor el 1 de julio de 2013.»

Disposición transitoria tercera. *Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso.*

Con efecto desde el 1 de enero de 2013 se actualizan los parámetros de la fórmula de cálculo de la tarifa de último recurso incluida en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural:

- Tm_{buque} : 111.934 m³
- Cm_1 (TUR.1): 2.379 kWh
- Cm_2 (TUR.2): 8.610 kWh
- f_c : 0,36
- %GNL: 0,68
- f_{conv} : 6.808kWh/m³ GNL
- f_{max} (TUR.1): 11 GWh/día
- E_{max} (TUR.2): 37 GWh/día
- GN_d (TUR.1): 8.339 MWh/día
- GN_d (TUR.2): 28.157 MWh/día
- Número consumidores TUR.1 (n_1): 3.713.381
- Número consumidores TUR.2 (n_2): 3.464.696

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. *Modificación de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.*

Se substituye el contenido del apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-3 «Programaciones», incluida en el Anexo de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, por el texto siguiente:

«3.6.1 A los efectos de conseguir una gestión eficiente de las instalaciones y para evitar eventuales situaciones de acaparamiento, el Gestor Técnico del Sistema aplicará a los usuarios los cargos que se calcularán de acuerdo con lo establecido a continuación.

El Gestor Técnico del Sistema determinará diariamente y de forma global para el conjunto de las plantas, las existencias de GNL de cada usuario, calculadas como la media móvil de treinta días (incluyendo el día actual). Se entenderá como un mismo usuario al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial.

En el caso de que dicho valor supere la energía equivalente a trece veces la capacidad de regasificación contratada, el Gestor Técnico del Sistema aplicará diariamente a las existencias de dicho usuario que superen el límite anterior, el siguiente cargo diario:

- Exceso inferior o igual a cuatro días: Dos veces y medio el canon de almacenamiento de GNL en vigor.
- Exceso superior a cuatro días: Diez veces el canon de almacenamiento de GNL en vigor.

Para aquellos usuarios para los que la energía equivalente a trece días de la capacidad de regasificación contratada sea inferior a 300 GWh, se empleará este último valor como límite.

Estos pagos serán adicionales al canon diario de almacenamiento de GNL facturado por el titular de la planta de regasificación y tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas a modificar el procedimiento de cálculo anterior en función de la evolución del mercado y la capacidad de almacenamiento.

El Gestor Técnico del Sistema podrá dar consignas de operación diferentes a las nominaciones de los usuarios para facilitar la descarga de buques en las plantas de regasificación, lo que quedará reflejado en la cuenta de Balance Residual del Sistema (BRS-2, definido en protocolo de detalle PD-11).

Con independencia de lo anterior, toda programación de descarga de buques estará limitada por la capacidad física de almacenamiento que se encuentre disponible en los tanques de GNL en cada momento. El Gestor Técnico del Sistema podrá denegar las programaciones de descarga de buques cuando se ponga en peligro la seguridad del sistema, mediante la aplicación de un procedimiento previamente aprobado, conocido, transparente y no discriminatorio.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.*

Se sustituyen la fórmula Δ_n y las definiciones de los términos C_{2n} y C_{4n} , incluidas en el artículo 19.7 de la Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, por las que figuran a continuación:

$$\Delta_n = 0,0126 \times C_{1n} + 0,0004 \times C_{2n} + 0,0046 \times C_{3n} + 0,0033 \times C_{4n}$$

«C2n: Valor del Índice de Precios de Consumo (IPC) de la Subclase "Transporte por Carretera" para el mes de octubre del año "n-1". Fuente: INE, Series Mensuales del IPC en INEbase, Base 2011, apartado "1.4 Índices nacionales de subclases"».

«C4n: Valor del IPC de la Subclase "Equipos y servicios telefónicos" para el mes de octubre del año "n-1". Fuente: INE, Series Mensuales del Índice de Precios de Consumo en INEbase, Base 2011, apartado «1.4 Índices nacionales de subclases"».

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

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, se modifica del modo siguiente:

Uno. El apartado 3 del artículo 3 «Retribución de la actividad de transporte», pasa a tener la siguiente redacción:

«3. El valor del índice de eficiencia, f_j , se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas, sin experimentar revisiones posteriores, y no será en ningún caso superior a 0,85. Durante el año 2013 el factor a aplicar será 0.»

Dos. Se substituye la definición del término «f», factor de eficiencia», incluido en el artículo 18, que pasa a ser la siguiente:

«f = factor de eficiencia en relación al IPH. Para el año 2012 y anteriores, el factor a aplicar es 0,85. Durante el año 2013 el factor f a aplicar será 0.»

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

La Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso, se modifica como sigue:

Uno. Se modifican las definiciones de los términos β_{SI} y β_{SB} incluidos en el artículo 8, que pasan a tener la siguiente redacción:

$$\llbracket \beta_{SI} = (Q_{ai}/Q_{oi}) * P_s$$

Siendo:

- Q_{ai} la cantidad de gas de invierno adjudicada en la subasta.
- Q_{oi} la cantidad de gas de invierno ofertada en la subasta.

P_s porcentaje de gas de invierno que se subasta en relación a la demanda de gas de invierno. Este valor se fija en 0.5.

$$\llbracket \beta_{SB} = (Q_{ab}/Q_{pb}) * P_s$$

Siendo:

Q_{ab} la cantidad de gas de base adjudicada en la subasta.

Q_{pb} la de cantidad de gas de base ofertada en la subasta.

P_s porcentaje de gas de base que se subasta en relación a la demanda de gas de base. Este valor se fija en 0.5.»

Dos. Se añade un nuevo artículo 11 con la siguiente redacción:

«Artículo 11. *Remisión de información.*

Las empresas comercializadoras de último recurso, antes del día 15 de mayo de cada año, remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la entidad responsable de la organización de las subastas para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso, la demanda mensual de los consumidores acogidos a las tarifas TUR.1 y TUR.2 durante el periodo comprendido entre el 1 de julio del año anterior y el último mes disponible del año en curso y las previsiones mensuales hasta el 30 de junio del año siguiente.»

Tres. Se substituye el contenido del apartado 3 del artículo 10, «Actualización de los términos de la tarifa», por el texto siguiente:

«3. Los siguientes parámetros definidos en el apartado 5 del artículo 6º: T_{mbuque} , C_{mi} , f_c , %GNL, f_{conv} , EMAX, G_{nd} , número de consumidores TUR.1 y TUR.2 (ni) se actualizarán con carácter anual, con anterioridad al 1 de diciembre, mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.»

Disposición final quinta. *Modificación del artículo 11 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.*

Se modifica el contenido de los párrafos 1, 2 y 3 del artículo 11 «Incentivo para que los transportistas y distribuidores envíen información sobre las mediciones el día $n+1$ » de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, que pasan a tener el siguiente tenor:

«1. Los operadores de cada instalación de transporte y distribución proporcionarán al operador situado aguas arriba, cuando corresponda, y al Gestor Técnico del Sistema, mediante medios telemáticos, la información sobre los repartos diarios del gas circulado por sus instalaciones en el día de gas. En el caso

de redes de transporte y distribución, los operadores proporcionarán la información desagregada por comercializador y PCTD, o agrupaciones de PCTDs cuando se trate de redes malladas.

Para ello, se desarrollará un procedimiento único y común que tendrá en cuenta los consumos telemedidos y perfiles de consumo. Dicho procedimiento será público y transparente, y tendrá el grado de detalle suficiente de forma que permita la trazabilidad de los repartos por parte de los usuarios del sistema.

2. El Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de los usuarios la información de balance agregada a nivel nacional correspondiente al día de gas. Asimismo, pondrá a disposición de cada usuario, desagregado por PCTD, el balance del día de gas que le corresponde, que incluirá el nivel de existencias de cada usuario en las instalaciones, las entradas de gas a la red de transporte y el consumo de sus clientes.

3. Todos los procedimientos y plazos para la realización de los repartos y balances de los usuarios del sistema gasistas serán públicos y estarán recogidos en las correspondientes normas de gestión técnica del sistema y sus protocolos de detalle que las desarrollan.»

Disposición final sexta. *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 séptima. *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 octava. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2013.

Madrid, 27 de diciembre de 2012.–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: 1,9171 cent/(kWh/día)/mes.

Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,0113 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: 33.214 €/buque.

Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0067 cent/kWh.

Plantas de Bilbao, Barcelona y Mugaros:

Tfd: Término fijo del peaje de descarga de GNL: 16.606 €/buque.

Tvd: Término variable del peaje de descarga de GNL: 0,0034 cent/kWh.

Tercero. Peaje de carga de cisternas.

El peaje de carga de cisternas 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: 2,8158 cent/kWh/día/mes.

Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas: 0,0167 cent/kWh.

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

Cuarto. Peaje de trasvase de GNL a buques.

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

Término fijo: 172.865 €/operación.

Término variable: 0,1528 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.

Para las operaciones de puesta en frío de buques a partir de plantas de regasificación se aplicará el peaje siguiente:

Término fijo: 70.000 €/operación.

Término variable: 0,1528 cent/kWh.

Las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación. Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. En cualquier caso, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

Quinto. Peaje de transporte y distribución firme.

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

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

Donde:

P_{TD} : Peaje de transporte y distribución.

T_{rc} : Término de reserva de capacidad.

T_c : Término de conducción.

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

T_{fe} : Término fijo de reserva de capacidad T_{rc} : 1,0604kWh/día/mes.

2. Los términos de conducción del peaje de transporte y distribución firme para consumidores no alimentados mediante planta satélite, en función de la presión de diseño donde estén conectadas las instalaciones del consumidor final regulados en el artículo 31 apartado B) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los que figuran en los cuadros siguientes:

	Término fijo T_{fij} cent/kwh/día/mes	Término variable T_{vij} cent/kwh
Peaje 1 (P>60 bar)		
1.1	3,3783	0,0828
1.2	3,0181	0,0667
1.3	2,8013	0,0601
Peaje 2 (4 bar < P<= 60 bar)		
2.1	24,7366	0,1891
2.2	6,7139	0,1508
2.3	4,3960	0,1221
2.4	4,0283	0,1096
2.5	3,7035	0,0961
2.6	3,4065	0,0833
Peaje 3 (P<= 4 bar)		
	€/mes	
3.1	2,47	2,8165
3.2	5,66	2,1446
3.3	53,01	1,5291
3.4	79,15	1,2256
	cent/kwh/día/mes	
3.5	5,7926	0,1501

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

A efectos de facturar el término fijo (T_{fij}) del peaje 3.5, se aplicará lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para el término fijo del peaje del Grupo 1º.

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

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

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 teledistribución 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	16,01	0,3631
2.3 bis	12,55	0,3504

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:

- T_f : Término fijo del canon de almacenamiento: 0,0411 cent/kWh/mes.
 T_{vi} : Término de inyección del canon de almacenamiento: 0,0244 cent/kWh.
 T_{ve} : 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): 3,1672 cent/MWh/día.

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

Octavo. Peaje de transporte y distribución interrumpible.

T_{fe} : Término fijo de reserva de capacidad: El que esté en vigor.

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

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

Noveno. Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a un año.

Los coeficientes a aplicar al término fijo de caudal de los peajes correspondientes a servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración menor a un año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la presente orden son los siguientes:

	Peaje diario	Peaje mensual
enero	0,10	2,00
febrero	0,10	2,00
marzo	0,10	2,00
abril	0,06	1,00
mayo	0,06	1,00
junio	0,06	1,00
julio	0,06	1,00
agosto	0,06	1,00
septiembre	0,06	1,00
octubre	0,10	2,00
noviembre	0,10	2,00
diciembre	0,10	2,00

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

ANEXO II

Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2013

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

1. Contadores:

Caudal del contador (m ³ /h)	Tarifas del alquiler
Hasta 3 m ³ /hora	0,69 €/mes
Hasta 6 m ³ /hora	1,25 €/mes
Superior a 6 m ³ /hora. % por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación.	12,5 por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación/mes.

Caudal del contador (m ³ /hora)	Valor medio del contador €
Hasta 10	211,24
Hasta 25	388,80
Hasta 40	754,02
Hasta 65	1.540,36
Hasta 100	2.085,32
Hasta 160	3.270,89
Hasta 250	6.922,33

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 telemedida para la transmisión de la información hasta un centro de control remoto:

Equipo para una sola línea: 79,45 €/mes.

Equipo para línea adicional: 15,23 €/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 2013

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

$$\text{Importe (euros)} = 104,32 \cdot (L-6)$$

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	€/ contratante
1	Menor o igual a 5.000	106,46
2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	106,46
2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	244,70
3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.00	489,41
4 / 5	Mayor de 100.000	489,41

ANEXO IV

Retribución de las actividades reguladas para el año 2013

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

	Actualización 2013 €	Revisión 2011- 2012 €	TOTAL €
Natargas Energía Distribución, S.A.	187.074.828	-9.230.396	177.844.432
Gas Directo, S.A.	910.966	165.653	1.076.618
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	9.547.429	232.688	9.780.117
ENDESA GAS Distribución, S.A.	10.109.659	-19.926	10.089.733
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	11.197.142	-353.535	10.843.607
Gas Aragón, S.A.	37.614.311	-1.661.891	35.952.420
Gesa Gas, S.A.	17.127.310	-933.531	16.193.778
Tolosa Gas, S.A	958.571	-14.095	944.477
Gas Natural Distribución SDG,S .A.	673.692.018	-30.736.202	642.955.816
Gas Natural Andalucía, S.A.	80.597.596	1.427.162	82.024.759
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	40.331.324	170.512	40.501.835
Gas Natural Castilla y León, S.A.	74.965.577	717.337	75.682.914
Gas Natural CEGAS, S.A.	122.496.511	-4.159.093	118.337.417
Gas Galicia SDG, S.A.	34.188.619	1.228.570	35.417.190
Gas Energía Distribución Murcia, S.A.	16.337.411	-409.860	15.927.551
Gas Navarra, S.A.	27.255.032	593.131	27.848.163
Gas Natural Rioja,S.A.	13.770.586	-129.240	13.641.346
Gasificadora Canaria, S.A.	737.149	-83.046	654.103
Iberdrola Distribución de Gas,S.A.		3.024	3.024
Madrileña Red de Gas I, S.A.	97.704.815	-1.027.233	96.677.582
Madrileña Red de Gas II, S.A.	55.230.706	-535.484	54.695.222
TOTAL	1.511.847.560	-44.755.455	1.467.092.105

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
Gas Natural CEGAS, S.A.	3.300.604	21.422	3.322.026
Enagas Transporte, S.A.U.	763.493.166	7.952.871	771.446.036
ENDESA GAS Transportista, S.L.	25.796.347	44.608	25.840.955
Gas Aragón, S.A.	3.896.969	2.544	3.899.513
Gas Extremadura Transportista, S.L.	7.733.734	413.382	8.147.116
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	4.433.800	69	4.433.869
Gas Natural Castilla -La Mancha, S.L.	4.374.074	24.533	4.398.607
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	27.893.920	93.194	27.987.114
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	49.555	32	49.588
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	29.526.585	12.395	29.538.980
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	1.006.715	363	1.007.078
Regasificadora del Noroeste, S.A.	8.405.476	37.441	8.442.917
Transportista Regional del Gas, S.L.	14.028.198	147.842	14.176.039
Total Sector	893.939.144	8.750.695	902.689.838

Nota: Las cifras de esta tabla incluyen la retribución a cuenta de los gasoductos incluidos en el apartado 5 de este Anexo. La cifra de ENAGAS, S.A. incluye 454.447,13 €, en concepto de activos CPC.

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

	Retribución 2013
ENAGAS, S.A.	252.074.748
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	46.323.165
Regasificadora de Sagunto, S.A.	108.801.582
Regasificadora del Noroeste, S.A.	45.788.282
Total	452.987.777

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

	Retribución 2013
ENAGAS,S.A.	20.903.898

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 el año 2011

Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VA) (€)	Retribución a cuenta	
				2012	2013
ENAGÁS, S.A.	Estación de Denia, en la provincia de Alicante	14/12/2011	24.542.243,20	4.498.763,01	4.492.777,74

Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2012

Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VA) (€)	Retribución a cuenta	
				2012	2013
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal de la DUPLICACIÓN DEL GASOD. TIVISSA - PATERNA. Tramo Centro, en la provincia de Castellón. (desde la posición 15.12.D hasta la posición 15.18.D)	30-03-12	52.857.792,88	761.818,01	7.469.036,60
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal del GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO. Tramo Norte. Provincia Soria (desde posición Q-09 hasta p.k. 202,08 en el t.m. de Agreda)	24-05-12	50.990.778,90	571.596,27	6.643.729,83
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal del GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO. Tramo Norte. Provincia de la Rioja (desde pk 202,084 a pk 209,313 y desde pk 219,576 a pk 250,523)	28-05-12	28.465.277,77	319.089,98	3.938.284,09
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal del GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO. Tramo Norte. Provincia de Navarra (desde pk 209,313 a pk 219,313)	25-05-12	7.626.851,44	85.495,45	764.259,39
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal del GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO. Tramo Sur. Provincia de Soria (desde pk 64.635,67 hasta pk 65.648 y desde pk 66.714 hasta posición Q-09)	30-08-12	50.288.058,95	322.125,10	6.567.587,90
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal del GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO. Tramo Sur. Provincia de Guadalajara (desde J-04 hasta pk 64.635,67 y desde pk 65.648,46 hasta 66.714,79)	31-07-12	48.887.954,52	391.445,74	6.354.329,65
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal del DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS EN EL T.M. DE ALMONTE EN LA PROVINCIA DE HUELVA (desde la posición F-05 Huelva-Sevilla hasta la posición F-05.1)	27-06-12	3.457.318,33	33.219,29	488.534,15
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal del GASOD. MARTORELL - FIGUERAS. Tramo Sur. Provincia de Barcelona	28-09-12	75.734.903,17	363.845,52	10.701.672,03
ENAGÁS, S.A.	Obra lineal del GASOD. MARTORELL - FIGUERAS. Tramo Sur. Provincia de Gerona	25-09-12	3.948.322,15	18.968,52	557.915,13
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS 15.13.D. DEL GASOD. DUPLICACIÓN TIVISSA - PATERNA TRAMO CENTRO en el t.m. de Benlloch en la provincia de Castellón	30-03-12	1.167.875,00	0,00	142.130,39
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS 15.14.D. GASOD. DUPLICACIÓN TIVISSA - PATERNA TRAMO CENTRO en el t.m. de La Pobla de Tornesa en la provincia de Castellón	30-03-12	1.167.875,00	0,00	142.130,39
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS 15.15.D. GASOD. DUPLICACIÓN TIVISSA - PATERNA TRAMO CENTRO en el t.m. de Borriol en la provincia de Castellón	30-03-12	1.167.875,00	0,00	142.130,39
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS 15.16.D. GASOD. DUPLICACIÓN TIVISSA - PATERNA TRAMO CENTRO en el t.m. de Castellón de la Plana en la provincia de Castellón	30-03-12	1.775.170,00	0,00	216.038,19
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS 15.17.D. GASOD. DUPLICACIÓN TIVISSA - PATERNA TRAMO CENTRO en el t.m. de Villarreal en la provincia de Castellón	30-03-12	1.167.875,00	0,00	142.130,39
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-04 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Cendejas de Enmedio en la provincia de Guadalajara	31-07-12	846.212,00	0,00	102.983,82
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-05 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Riofrio del Llano en la provincia de Guadalajara	31-07-12	846.212,00	0,00	102.984,00

Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta	
				2012	2013
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-06 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Miño de Medinaceli en la provincia de Soria	30-08-12	846.212,00	0,00	102.984,00
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-07 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Adradas en la provincia de Soria	30-08-12	846.212,00	0,00	102.983,94
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-08 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Viana de Duero en la provincia de Soria	30-08-12	846.212,00	0,00	102.983,88
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-09 DEL GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Los Rábanos en la provincia de Soria	24-05-12	4.772.635,68	0,00	580.829,76
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-10 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Arancón en la provincia de Soria	24-05-12	846.212,00	0,00	102.984,00
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-11 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Matalabrera en la provincia de Soria	24-05-12	846.212,00	0,00	102.984,00
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-12 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Agreda en la provincia de Soria	24-05-12	846.212,00	0,00	102.984,00
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-13 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Fitero en la provincia de Navarra	25-05-12	846.212,00	0,00	102.983,94
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. Q-14 GASOD. YELA - VILLAR DE ARNEDO en el t.m. de Autol en la provincia de La Rioja.	28-05-12	846.212,00	0,00	102.983,88
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS F-05 ALMONTE MARISMAS en el t.m. de Almonte en la provincia de Huelva	27-06-12	797.311,44	0,00	97.032,68
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. 5D GASOD. MARTORELL - FIGUERAS en el t.m. de Castelvi de Rosanes en la provincia de Barcelona	28-09-12	2.930.569,38	0,00	356.650,11
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. 5D.01 GASOD. MARTORELL - FIGUERAS en el t.m. de Abrera en la provincia de Barcelona	28-09-12	1.579.597,68	0,00	192.237,04
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. 5D.02 GASOD. MARTORELL - FIGUERAS en el t.m. de Terrasa en la provincia de Barcelona	28-09-12	1.579.597,68	0,00	192.236,98
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. 5D.04 GASOD. MARTORELL - FIGUERAS en el t.m. de Les Franqueses en la provincia de Barcelona	28-09-12	1.579.597,68	0,00	192.236,92
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. 5D.05 GASOD. MARTORELL - FIGUERAS en el t.m. de Gualba en la provincia de Barcelona	28-09-12	1.579.597,68	0,00	192.236,86
ENAGÁS, S.A.	NUEVA POS. 5D.06 GASOD. MARTORELL - FIGUERAS en el t.m. de Hostalric en la provincia de Gerona	25-09-12	5.861.138,76	0,00	713.300,34
ENAGÁS, S.A.	Nueva posición L-08A del gasoducto Granada-Motril en el t.m. de Ótura en la provincia de Granada.	13-04-12	354.641,23	0,00	43.159,53
ENAGÁS, S.A.	Ampliación de la posición B-20.05 del gasoducto Rivas-Loeche-Arganda-Alcalá de Henares en el t.m. de Alcalá de Henares, en la provincia de Madrid.	14-05-12	159.795,77	0,00	19.446,78
ENAGÁS, S.A.	Ampliación de la posición 15.24 del gasoducto Valencia-Alicante en el t.m. de Alicante	20-01-12	506.034,78	0,00	61.584,31
ENAGÁS, S.A.	Ampliación de la posición I-001 del gasoducto Lianera-Villalba en el t.m. de Corvera en la provincia de Asturias	22-05-12	313.679,11	0,00	38.174,56
ENAGÁS, S.A.	Nueva posición 0-25 del gasoducto Alمندralejo-Salamanca en el t.m. de Mérida	12-04-12	1.254.270,41	0,00	152.644,53
ENAGÁS, S.A.	Ampliación de la posición 0-24 del gasoducto Alمندralejo-Salamanca en el t.m. de Mérida en la provincia de Badajoz	19-09-12	429.092,51	0,00	52.220,31
ENAGÁS, S.A.	Ampliación de la posición B.02 del gasoducto en el t.m. de Briviesca en la provincia de Burgos.	16-10-12	429.092,51	0,00	52.220,31
ENAGÁS, S.A.	NUEVA ERM G-1600 EN LA POS. 5D.04 GASOD. MARTORELL - FIGUERAS en el t.m. de Les Franqueses en la provincia de Barcelona	28-09-12	443.363,00	19.056,25	135.408,97
ENAGÁS, S.A.	NUEVA ERM G-1600 EN LA POS. 5D.06 GASOD. MARTORELL - FIGUERAS en el t.m. de Hostalric en la provincia de Gerona	25-09-12	443.363,00	19.056,25	135.408,97
ENAGÁS, S.A.	Nueva ERM G-160 en posición L-08A del gasoducto Granada-Motril en el t.m. de Ótura en la provincia de Granada.	13-04-12	312.445,80	31.516,67	88.853,37
ENAGÁS, S.A.	Nueva ERM G-2500 en posición B-20.05 del gasoducto Rivas-Loeche-Arganda-Alcalá de Henares en el t.m. de Alcalá de Henares, en la provincia de Madrid.	14-05-12	660.748,60	50.303,17	173.886,34
ENAGÁS, S.A.	Nueva ERM G-650 en la posición 15.24 del gasoducto Valencia-Alicante en el t.m. de Alicante	20-01-12	370.990,00	51.532,25	105.588,07
ENAGÁS, S.A.	Nueva ERM G-2500 en posición I-001 del gasoducto Lianera-Villalba en el t.m. de Corvera en la provincia de Asturias	22-05-12	568.243,80	37.727,38	139.865,88
ENAGÁS, S.A.	Nueva ERM G-650 en posición 0-25 del gasoducto Alمندralejo-Salamanca en el t.m. de Mérida	12-04-12	370.990,00	37.478,00	105.588,07
ENAGÁS, S.A.	Nueva ERM G-250 en posición 0-24 del gasoducto Alمندralejo-Salamanca en el t.m. de Mérida en la provincia de Badajoz	19-09-12	277.376,92	9.248,25	73.804,50

Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta	
				2012	2013
ENAGÁS, S.A.	Nueva ERM G-400 en posición B.02 del gasoducto en el t.m. de Brivesca en la provincia de Burgos.	16-10-12	340.009,00	8.795,50	98.046,50
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Obra Lineal del gasoducto de transporte secundario a Borja, Tramo I, en la provincia de Zaragoza	09-11-12	1.951.568,02	2.621,17	269.594,22
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Obra Lineal del gasoducto de transporte secundario a Belchite, Tramo I, en la provincia de Zaragoza	09-11-12	3.382.160,20	4.542,61	467.219,61
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Obra Lineal del gasoducto de transporte secundario Fraga-Mequinzena: Fase II	23-11-12	3.160.089,25	4.244,35	436.542,21
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Obra Lineal del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I, en la provincia de Alicante, desde la posición de ENAGÁS 15.20.04 hasta la posición OLLIAL-03 en Jávea.	10-12-12	3.570.374,35	0,00	493.219,96
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva Posición de Derivación MABOR-01 en el t.m. de MAGALLON, en la provincia de Zaragoza, del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BORJA	09-11-12	130.830,56	0,00	15.921,78
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva Posición de Derivación MABOR-02 en el t.m. de BORJA en la provincia de Zaragoza, del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BORJA	09-11-12	130.830,56	0,00	15.921,71
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva Posición de Derivación BEL-01 en el t.m. de MEDIANA, en la provincia de Zaragoza del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BELCHITE	09-11-12	191.197,88	0,00	23.268,36
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva Posición de Derivación BEL-02 en el t.m. de BELCHITE, en la provincia de Zaragoza del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BELCHITE	09-11-12	191.197,88	0,00	23.268,78
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva Posición Trampa Rascadores Simple BEL-03 en el t.m. de BELCHITE, en la provincia de Zaragoza del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BELCHITE	09-11-12	354.722,39	0,00	43.169,71
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva posición VELME-03 en el t.m. de Torrente de Cinca, en la provincia de Huesca, del gasoducto de transporte secundario Fraga-Mequinzena: Fase II	23-11-12	251.825,30	0,00	30.647,14
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva posición VELME-04 en el t.m. de Mequinzena, en la provincia de Zaragoza, del gasoducto de transporte secundario Fraga-Mequinzena: Fase II	23-11-12	467.202,20	0,00	56.858,51
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva posición OLLIAL-00 en el t.m. de El Verger, en la provincia de Alicante, del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I	10-12-12	191.197,88	0,00	23.268,78
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva posición OLLIAL-01 en el t.m. de Ondara, en la provincia de Alicante, del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I	10-12-12	191.197,88	0,00	23.268,78
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva posición OLLIAL-02 en el t.m. de Pedreguer, en la provincia de Alicante, del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I	10-12-12	191.197,88	0,00	23.268,78
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva posición OLLIAL-03 en el t.m. de Jávea, en la provincia de Alicante, del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I	10-12-12	191.197,88	0,00	23.268,78
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-400 en posición SANSON-02.1 del gasoducto insular San Juan de Dios-Ca's Tresorer-Son Reus en Isla de Mallorca para P.E.G.N. en Islas Baleares.	23-10-12	295.660,00	8.795,50	92.279,66
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	ERM G-250 en Posición MABOR-01 en el t.m. de MAGALLON, en la provincia de Zaragoza, del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BORJA	09-11-12	272.048,14	3.123,85	73.614,73
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	ERM G-250 en Posición MABOR-02 en el t.m. de BORJA en la provincia de Zaragoza, del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BORJA	09-11-12	272.048,14	3.123,85	73.614,73
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-250 en Posición BEL-01 en el t.m. de MEDIANA, en la provincia de Zaragoza del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BELCHITE	09-11-12	272.048,14	3.123,85	73.614,73

Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta	
				2012	2013
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-400 en BEL-02 en el t.m. de BELCHITE, en la provincia de Zaragoza del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BELCHITE	09-11-12	286.790,20	3.342,29	78.206,13
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-400 en posición BEL-03 en el t.m. de BELCHITE, en la provincia de Zaragoza del Gasoducto de transporte secundario RAMAL A BELCHITE	09-11-12	286.790,20	3.342,29	78.206,13
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-250 en posición VELME-03 en el t.m. de Torre de Cinca, en la provincia de Huesca, del gasoducto de transporte secundario Fraga-Mequinenza: Fase II	23-11-12	272.048,14	3.123,85	73.614,73
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-400 en posición VELME-04 en el t.m. de Mequinenza, en la provincia de Zaragoza, del gasoducto de transporte secundario Fraga-Mequinenza: Fase II	23-11-12	286.790,20	3.342,29	78.206,13
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-250 en posición OLIAL-00 en el t.m. de El Verger, en la provincia de Alicante, del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I	10-12-12	272.048,14	0,00	73.614,73
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-400 en posición OLIAL-01 en el t.m. de Ondara, en la provincia de Alicante, del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I	10-12-12	286.790,20	0,00	78.206,13
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-250 en posición OLIAL-02 en el t.m. de Pedreguer, en la provincia de Alicante, del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I	10-12-12	272.048,14	0,00	73.614,73
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	Nueva ERM G-400 en posición OLIAL-03 en el t.m. de Jávea, en la provincia de Alicante, del gasoducto de transporte secundario Marina Alta Fase I	10-12-12	286.790,20	0,00	78.206,13
GAS EXTREMADURA	Obra Lineal del gasoducto de transporte primario Mérida-Don Benito-Miajadas	07-06-12	21.723.488,16	208.727,90	3.069.623,59
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-01 en el t.m. de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	267.217,00	0,00	32.520,31
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-02 en el t.m. de Valverde de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	406.169,84	0,00	49.430,87
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-03 en el t.m. de Guareña del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	406.169,84	0,00	49.430,87
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-04 en el t.m. de Guareña del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	406.169,84	0,00	49.430,87
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-05 en el t.m. de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	267.217,00	0,00	32.520,31
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-06 en el t.m. de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	406.169,84	0,00	49.430,87
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-07 en el t.m. de Miajadas del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	406.169,84	0,00	49.430,87
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-08 en el t.m. de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	406.169,84	0,00	49.430,87
GAS EXTREMADURA	Posición MR-MJ-09 en el t.m. de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	406.169,84	0,00	49.430,87
GAS EXTREMADURA	Nueva ERM G-250 en posición MR-MJ-02 en el t.m. de Valverde de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	280.462,00	24.662,00	86.784,41
GAS EXTREMADURA	Nueva ERM G-250 en posición MR-MJ-03 en el t.m. de Guareña del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	280.462,00	24.662,00	86.784,41
GAS EXTREMADURA	Nueva ERM G-400 en posición MR-MJ-04 en el t.m. de Guareña del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	295.660,00	26.386,50	92.279,66
GAS EXTREMADURA	Nueva ERM G-1000 en posición MR-MJ-06 en el t.m. de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	363.703,00	33.630,00	115.905,51
GAS EXTREMADURA	Nueva ERM G-1000 en posición MR-MJ-07 en el t.m. de Miajadas del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	363.703,00	33.630,00	115.905,51
GAS EXTREMADURA	Nueva ERM G-400 en posición MR-MJ-08 en el t.m. de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	295.660,00	26.386,50	92.279,66
GAS EXTREMADURA	Nueva ERM G-1000 en posición MR-MJ-09 en el t.m. de Mérida del gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas, en la provincia de Badajoz	07-06-12	363.703,00	33.630,00	115.905,51
GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA	Posición K47.04 de suministro de gas natural a Aries Solar Termoeléctrica, S.L. en el t.m. de Alcázar de San Juan, en la provincia de Ciudad Real. ESTO NO ES DISTRIBUCIÓN?	22-05-12	150.455,15	0,00	18.310,39

Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta	
				2012	2013
GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA	ERM G-400 en posición K47.04 de suministro de gas natural a Aries Solar Termoeléctrica, S.L. en el t.m. de Alcázar de San Juan, en la provincia de Ciudad Real. ESTO NO ES DISTRIBUCIÓN?	22-05-12	329.808,73	23.396,03	83.799,97
GAS NATURAL CEGAS	Obra Lineal de gasoducto de transporte secundario Alicante-Benidorm-Altea (Derivación a Benidorm y a ERM-5)	05-06-12	74.480,32	600,21	10.288,89
GAS NATURAL CEGAS	ERM G-400 en posición 007 del gasoducto de transporte secundario Alicante-Benidorm-Altea (Derivación a Benidorm y a ERM-5) en el t.m. de Benidorm, en la provincia de Alicante ¿NO DEBERÍA LLEVAR UNA POSICIÓN DE DERIVACIÓN?	05-06-12	286.790,20	20.063,74	78.206,13
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Obra Lineal del gasoducto de transporte secundario Arteixo (Repsol)	25-10-12	237.658,84	638,40	32.830,75
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Nueva posición VS-321-03 en el t.m. de San Salvador de Guardiola del gasoducto de transporte secundario Subirats-Manresa-Lleida	21-02-12	219.877,56	0,00	26.759,10
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Nueva posición VS-308-03 en el t.m. de Bell-llocd'Urgel del gasoducto de transporte secundario Subirats-Manresa-Lleida	12-03-12	289.599,10	0,00	35.244,21
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición inicial de seccionamiento I-015.1 Arteixo	25-10-12	165.674,54	0,00	20.162,59
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Posición final de seccionamiento I-015.1 Arteixo	25-10-12	251.825,30	0,00	30.647,14
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Nueva ERM G-1600 en posición VS-321-03 en el t.m. de San Salvador de Guardiola del gasoducto de transporte secundario Subirats-Manresa-Lleida	21-02-12	494.571,43	48.275,83	123.406,09
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	Nueva ERM G-400 en posición VS-308-03 en el t.m. de Bell-llocd'Urgel del gasoducto de transporte secundario Subirats-Manresa-Lleida	12-03-12	329.808,73	30.080,61	83.799,97
REGANOSA	Ampliación de la posición 03A ERM G-160 en el t.m. de As Pontes del gasoducto Abegondo-Sabón	21-09-12	429.092,51	0,00	52.220,56
REGANOSA	Ampliación de la posición 04B.1 ERM G-100 en el t.m. de Cereceda del gasoducto Abegondo-Sabón	21-09-12	121.324,63	0,00	14.765,21
REGANOSA	Ampliación de la posición 05B.1 ERM G-1000 en el t.m. de Arteixo del gasoducto Abegondo-Sabón	24-10-12	692.001,74	0,00	84.216,61
REGANOSA	ERM G-160 en el t.m. de As Pontes del gasoducto Abegondo-Sabón	21-09-12	312.445,80	11.818,75	88.853,37
REGANOSA	ERM G-100 en el t.m. de Cereceda del gasoducto Abegondo-Sabón	21-09-12	305.888,50	10.693,75	83.410,70
REGANOSA	ERM G-1000 en el t.m. de Arteixo del gasoducto Abegondo-Sabón	24-10-12	418.258,45	11.210,00	122.999,54
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Obra Lineal del gasoducto de transporte primario Segovia Norte	09-10-12	20.784.774,52	66.569,46	2.936.979,26
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Obra Lineal del gasoducto de transporte primario Segovia Norte	09-10-12	1.397,03	4,47	197,41
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición con trampa de rascadores P-04.02.04 (CUEVAL-00) en el t.m. de Cuéllar del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	753.551,94	0,00	91.707,27
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición de derivación P-04.02.05 (CUEVAL-01) en el t.m. de Sanchoño del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	406.169,84	0,00	49.430,87
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición doble de derivación P-04.02.06 (CUEVAL-02) en el t.m. de Navalmanzano del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	812.339,68	0,00	49.430,87
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición de derivación P-04.02.07 (CUEVAL-03) en el t.m. de Carbonero el Mayor del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	406.169,84	0,00	49.430,87

Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta	
				2012	2013
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición de derivación con trampa de rascadores P-04.02.08 (CUEVAL-04) en el t.m. de Valverde de Majano del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	753.551,94	0,00	91.707,27
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición de derivación P-04.02.06.01 (CUEVAL-05) en el t.m. de Navas de oro del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	406.169,84	0,00	49.430,87
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Posición de derivación P-04.02.06.02 (CUEVAL-06) en el t.m. de Nava de la Asunción de oro del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	406.169,84	0,00	49.430,87
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	Nueva ERM G-250 en posición BOEMEDI-05 del gasoducto Olmedo-Medina del Campo, en el t.m. de Medina del Campo, en la provincia de Valladolid.	30-05-12	280.462,00	28.772,33	86.784,41
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	ERM G-250 en posición P-04.02.05 (CUEVAL-01) en el t.m. de Sanchoñuño del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	280.462,00	8.220,67	86.784,41
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	ERM G-250 EN Posición P-04.02.06 (CUEVAL-02) en el t.m. de Navalmanzano del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	280.462,00	8.220,67	86.784,41
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	ERM G-250 en posición P-04.02.07 (CUEVAL-03) en el t.m. de Carbonero el Mayor del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	280.462,00	8.220,67	86.784,41
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	ERM G-400 en posición P-04.02.08 (CUEVAL-04) en el t.m. de Valverde de Majano del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	295.660,00	8.795,50	92.279,66
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	ERM G-250 en posición P-04.02.06.01 (CUEVAL-05) en el t.m. de Navas de oro del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	280.462,00	8.220,67	86.784,41
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	ERM G-250 en posición P-04.02.06.02 (CUEVAL-06) en el t.m. de Nava de la Asunción de oro del gasoducto de transporte primario Segovia Norte.	09-10-12	280.462,00	8.220,67	86.784,41
TOTAL				442.151.672,50	61.343.293,29

ANEXO V

Primero. Valores unitarios de referencia de inversión en instalaciones de transporte puestas en servicio en 2013.

Gasoductos de transporte primario y secundario:

	2013 €/ (m * pulgada)
Obra lineal en gasoducto de transporte primario:	
Obra Lineal	24,80
Obra lineal en gasoducto de transporte secundario:	
Coefficiente corrector	
Gasoducto transporte secundario	0,62

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

Diámetro (pulgada)	2013 €
6	74.315
8	139.007
10	203.148
12	267.564
14	331.980
16	396.397
18	460.813
20	525.229
22	589.647
24	654.062
26	718.479
28	782.894
30	847.312
32	911.729
36	1.040.560
40	1.169.393
42	1.233.809
44	1.298.226
48	1.427.059
52	1.555.891

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.

Estaciones de compresión en gasoductos de transporte primario puestas en marcha en 2013:

Potencia Instalada menor o igual a 37.284 kW:

Término Fijo (€ / E.C.): 8.076.224.

Término Variable (€/kW): 1.130,57.

Potencia Instalada mayor de 37.284 kW:

Término Fijo (€ / E.C.): 28.305.667.

Término Variable (€/kW): 587,98.

(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 regulación y medida (ERM) en un gasoducto de transporte primario puestas en marcha en 2013:

Tipo G	Año de puesta en marcha 2013 €/ Unidad
65	263.059
100	266.336
160	272.045
250	280.827
400	296.044
650	323.019
1.000	364.176
1.600	443.939
2.500	575.311
4.000	724.745
6.500	874.176

Coefficientes 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.

Centros de mantenimiento puestos en marcha en 2013:

Precio máximo auditado: 1.957.999 euros.

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

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

-
- (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.

Tercero. Valores unitarios de explotación de instalaciones de transporte para el año 2013.

Gasoductos transporte primario

€/m/pulg	0,4856
----------	--------

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.)	156.325
Término variable	62,70

ERM en gasoductos de transporte primario

G	€/ Unidad
65	40.100
100	43.635
160	48.225
250	50.315
400	53.834
650	57.347
1.000	68.612
1.600	77.757
2.500	87.967
4.000	110.837
6.500	133.712

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

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

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

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

Donde:

IAN : Índice de actualización para el año n.

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

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

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

ANEXO VI**Valores unitarios provisionales de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos para el año 2013**

Costes de operación y mantenimiento provisionales (directos e indirectos) para el año 2013:

Almacenamiento subterráneo Serrablo: 7.854.582,76 €.

Almacenamiento subterráneo Gaviota: 17.886.001,69 €.

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 2013.

Tanques almacenamiento GNL (€/tanque):	1.672.241
Tanque almacenamiento GNL (€/m ³ GNL):	13,737065
Capacidad de vaporización Nominal (€/m ³ /h):	5,13
Cargaderos de cisternas de GNL (€/cargadero):	43.403
Planta regasificación (€/planta):	1.269.563
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 2013.

kWh regasificados (€/kWh):	0,000165
kWh cargados en cisternas de GNL (€/kWh):	0,000197
kWh transvasados a /entre buques de GNL (€/kWh):	0,000197

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 2013.

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 (€) :	173.805.385
Al construir un nuevo tanque en planta ya construida (€/m ³ GNL):	194,98
Al construir una ampliación de vaporización en planta ya construida	101,46
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 (€/m ³):	461,31
Sistema de bombas secundarias (€/m ³ /h):	3.626,38
Vaporizadores de agua de mar (€/m ³ /h):	43,19
Vaporizadores de combustión sumergida (€/m ³ /h):	24,70
Sistema de medida y odorización: Valor unitario ERM de transporte.	
Sistema antorcha/combustor (€/kg/h):	10,96
Sistema de compresión boil-off para procesado interno planta (€/m ³):	398,56
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):	1.795.418,50