

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

18065 *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.*

El objeto de la presente orden es la determinación de diferentes aspectos relativos acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor, la retribución de las actividades reguladas de las actividades gasistas y la actualización de la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico.

De acuerdo con lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, se procede a desarrollar la aplicación de los valores unitarios de posiciones, de centros de mantenimiento de instalaciones de transporte, así como el procedimiento a aplicar en la valoración de las ampliaciones de infraestructuras de transporte afectas a actividades reguladas, al objeto de solventar las dudas resultantes de la diferente casuística que se puede presentar.

El sistema español de acceso de terceros a las instalaciones gasistas reconoce al titular de las instalaciones por donde circula el gas de los usuarios, la potestad de retener un porcentaje preestablecido del gas circulado en concepto de mermas. Dicho porcentaje es el resultado de promedios calculados a partir de valores históricos. Se hace necesario establecer un incentivo económico con el objeto de mantener los bajos niveles de mermas actuales y garantizar una utilización eficiente de las instalaciones, reduciendo así el consumo energético asociado a la gestión del sistema gasista. En este sentido, existen en funcionamiento ya mecanismos de incentivos de aplicación a las redes de distribución y a las plantas de regasificación. En esta orden se establece un incentivo para reducir las mermas en la red de transporte mediante la aplicación de una fórmula semejante a la que se aplica en la actualidad en las plantas de regasificación. Esto no tendrá coste para el sistema ya que el exceso de gas sobre las mermas máximas autorizadas se utilizará para cubrir las necesidades de gas talón de las instalaciones.

Asimismo, y en conformidad con el mandato incluido en la disposición adicional segunda del mismo Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, la Comisión Nacional de Energía ha realizado una «Propuesta de revisión de los valores unitarios de referencias para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para instalaciones de regasificación». De acuerdo a la información incluida en dicha propuesta se publican en esta orden los nuevos valores en vigor.

De forma similar, y en consonancia con el mandato incluido en la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista y la correspondiente propuesta de la Comisión Nacional de Energía, se modifica el modelo de retribución de los costes de operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos de gas natural. En líneas generales, se sustituyen los términos fijo y variable del modelo anterior por otro basado en costes directos e indirectos que responde mejor a la forma en que dichos costes se generan y evolucionan en la realidad y, en su aplicación, se establece con carácter definitivo la retribución correspondiente a los almacenamientos Serrablo y Gaviota por este concepto para los ejercicios 2007 y 2008 así como la provisional para 2009, 2010 y 2011.

La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, incluyó por primera vez en su anexo V unos nuevos valores unitarios de inversión y mantenimiento de las instalaciones de transporte, que separaban el coste de la obra lineal de las posiciones. En la presente orden, se clarifican algunos aspectos de dichos coeficientes y su aplicación para la ampliación de instalaciones. Asimismo, se especifica la aplicación de los valores unitarios de los centros de mantenimientos, determinando parámetros imprescindibles para el cálculo de su retribución como es su vida útil.

El balance de existencias de los usuarios es el resultado de diversos procedimientos de reparto que se encuentran regulados en la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 y en los protocolos de detalle PD-02 «Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución» y PD-11 «Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte». El disponer de información precisa e inmediata sobre el nivel de existencias de los agentes en el sistema es imprescindible para la construcción efectiva de un mercado organizado de gas. En la presente orden se establece un sistema de balance diario para el día siguiente al «día de gas» en base a los datos proporcionados por los distribuidores. Asimismo, se dispone de un procedimiento incentivador para evitar el incumplimiento de los plazos de transmisión de la información.

Por otra parte, se refuerza la seguridad de suministro del sistema gasista al incrementarse las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico de gas natural. De la disposición transitoria decimonovena de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, se desprende que a partir del 1 de enero de 2012, las existencias mínimas de seguridad no podrán incluir reservas de carácter operativo. El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, establece el nivel de existencias estratégicas de gas natural a mantener por los sujetos obligados, en 10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior. Teniendo en cuenta la volatilidad de los mercados energéticos, la previsible evolución de nuestra capacidad de almacenamiento subterráneo con la entrada en funcionamiento de importantes infraestructuras a corto plazo así como la desaparición de las existencias operativas obligatorias, se eleva la obligación de mantenimiento de existencias de gas natural de carácter estratégico hasta los 20 días.

En consonancia con lo anterior, se modifica la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, para asegurar la coherencia del mecanismo de reparto de la capacidad disponible con el nuevo nivel de existencias estratégicas de gas natural.

Asimismo, se reconoce la retribución pendiente de determinadas instalaciones asociadas al almacenamiento subterráneo de Serrablo en el período comprendido desde la efectiva puesta en marcha de las mismas hasta la fecha de inicio de amortización establecida en el anexo III de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre.

La presente orden ha sido objeto del Informe 31/2011 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado por su Consejo de Administración de fecha 7 de octubre de 2011, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Mediante Acuerdo de 7 de noviembre de 2011, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar la presente orden.

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

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden la determinación de diferentes aspectos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor, la retribución de las actividades reguladas de las actividades gasistas y la actualización de la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico.

Artículo 2. *Posiciones de un gasoducto.*

1. Se define como posición de un gasoducto de transporte al conjunto de elementos que permiten el seccionamiento y/o derivación del gas circulante por el mismo, y se considera compuesta por el terreno necesario, incluido el que pueda corresponder a las estaciones de regulación y medida (ERMs), junto con sus accesos, válvulas (de línea y de conexiones), tuberías, by-passes, venteos, en su caso trampas de rascadores, y aquellos elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad del gas, así como cualquier otro equipamiento necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias o de terceros durante toda la vida útil retributiva del activo.

Se diferencian, por su funcionalidad y grado de equipamiento, tres tipos de posiciones: seccionamiento (posiciones Tipo S), derivación (posiciones Tipo D) y trampa de rascadores (posiciones Tipo T).

Cuando una posición tenga trampas de lanzamiento y recepción de rascadores se considerarán dos posiciones de trampa de rascadores.

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.

2. En el caso de nuevas posiciones, y a los efectos del uso de los valores unitarios en vigor para la aplicación del artículo 4 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, el valor de inversión de dicha posición por aplicación de valores unitarios (VII) será la resultante de aplicar la siguiente fórmula:

$$VII = \text{Valor Unitario Posición Tipo S} \times CC_{\text{Posición}} \times CC_{\text{TSecundario}} \times CC_{\text{Posterior}}$$

Dónde:

Valor Unitario Posición Tipo S = Valor Unitario aplicable de la Posición Tipo S simultánea en gasoducto de transporte primario equivalente.

$CC_{\text{Posición}}$ = Coeficiente Corrector Tipo Posición aplicable, si se trata de una Posición Tipo S el valor será 1.

$CC_{\text{TSecundario}}$ = Coeficiente Corrector para Elemento Transporte Secundario aplicable, si se trata de una Posición de Transporte Primario el valor será 1.

$CC_{\text{Posterior}}$ = Coeficiente Corrector para Posiciones Posteriores Obra Lineal aplicable, si se trata de una Posición realizada con simultaneidad el valor será 1.

Las posiciones de derivación incluyen el elemento de seccionamiento y las posiciones de trampa de rascadores una derivación y un seccionamiento, por lo tanto, a la hora de valorarlas se aplicará solamente el coeficiente correspondiente.

Los casos de posiciones complejas, considerando como tales las que incluyen dos o más derivaciones o trampas de rascadores, se tratarán a efectos del cálculo de la retribución como ampliación de posición.

3. La vida útil de la inversión en posición a los efectos del cálculo de la retribución será la misma de los gasoductos.

4. Para el cálculo de la retribución de una posición, y en cumplimiento de las obligaciones incluidas en el artículo 5 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, la información referida a los gasoductos deberá desglosarse en obra lineal y posiciones. Asimismo, a los efectos del cumplimiento de la obligación de presentar una auditoría técnica en cumplimiento de lo establecido en el artículo 4.1 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, en el caso de gasoductos se considerará el coste conjunto de obra lineal más las posiciones.

Artículo 3. *Ampliaciones de instalaciones de transporte.*

1. Las modificaciones y/o ampliaciones de instalaciones de transporte existentes sólo serán incluidas en el régimen retributivo cuando supongan un aumento de capacidad y estén afectadas a la propia actividad. Desde el punto de vista del sistema retributivo, se considerará que las ampliaciones de instalaciones de transporte son independientes de la instalación original incluyéndose en él de manera individualizada.

2. A los efectos del cálculo del valor de la inversión *V_I* referido en el artículo 4 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, se aplicarán los siguientes criterios:

a) Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por líneas adicionales: como valor de inversión de la ampliación por aplicación de valores unitarios se tomará el valor resultante de multiplicar el factor corrector «Líneas Adicionales ERM/EM» por el valor unitario en vigor para una ERM/EM nueva en el momento de la puesta en servicio de la ampliación.

b) Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por sustitución de equipos que supongan un incremento en el tamaño de la estación (tipo de G): como valor de inversión de la ampliación por aplicación de valores unitarios se tomará la diferencia entre los valores unitarios de la ERM antes y después de la ampliación, aplicando los valores en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación.

c) Ampliación de posiciones: como valor de inversión de la ampliación por aplicación de los valores unitarios se tomará la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación considerando el Tipo de Posición existente antes y después de la ampliación.

d) Con independencia de lo anterior, en aquellos casos que por razones técnicas justificadas, haya sido autorizada administrativamente la modificación de una posición de derivación existente, para incluir una nueva línea de derivación, el valor de inversión se calculará considerando como si fuera una transformación de una posición de seccionamiento a posición de derivación.

e) Ampliación de estaciones de compresión: Como valor de inversión de la ampliación por aplicación de los valores unitarios se tomará la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios, término fijo y variable, en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación, considerando la potencia instalada en la EC antes y después de la ampliación.

3. A los efectos del cálculo de los costes de operación de instalaciones de transporte que sean sujeto de ampliaciones se aplicarán los siguientes criterios:

a) Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por líneas adicionales: Se considerará un coste de operación igual a cero.

b) Ampliaciones de estaciones de regulación y/o medida por sustitución de equipos que supongan un incremento en el tamaño de la estación (tipo de G): Se tomará la diferencia entre los valores unitarios de operación de la ERM/EM antes y después de la ampliación, aplicando en los dos casos los valores en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación.

c) Ampliación de posiciones: Se considerará un coste de operación y mantenimiento igual a cero.

d) Ampliaciones de estaciones de compresión: Se considerará el coste de operación y mantenimiento resultante de multiplicar el incremento de potencia por el término variable de explotación.

4. En el caso de proyectos conjuntos de ampliaciones/modificaciones de ERM/EM situadas en la misma posición (cambio de G y línea adicional), si bien las autorizaciones, actas de puesta en marcha y auditorias son conjuntas, desde el punto de vista retributivo se considerarán instalaciones de transporte independientes incluyéndose en el sistema retributivo de instalaciones de transporte de manera diferenciada.

5. Las actas de puesta en marcha de las ampliaciones de instalaciones de transporte deberán incluir las características iniciales de las instalaciones antes de la ampliación, así como las características de la instalación tras su ampliación, según lo establecido en la disposición final cuarta de la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema de gas natural.

Artículo 4. *Centros de mantenimiento de transporte.*

1. Se define como centro de mantenimiento el conjunto de edificios e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento y buen estado de los equipos e instalaciones de los gasoductos, las estaciones de compresión y las estaciones de regulación y/o medida asociadas al mismo.

2. Un centro de mantenimiento está compuesto por el terreno, junto con sus accesos, la edificación, los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control y alimentación eléctrica, así como cualquier otro equipamiento necesario para el adecuado funcionamiento de la instalación durante toda la vida útil retributiva del activo.

3. Los centros de mantenimiento de transporte, de acuerdo con los artículos 59 y 63 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos se consideran instalaciones complementarias del Sistema Gasista y elementos constitutivo de la red de transporte, por lo que les será de aplicación los procedimientos para el otorgamiento de autorización administrativa para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones previstos en la normativa sectorial, y sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones sobre protección del dominio público que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, y en especial las relativas a la ordenación del territorio, urbanismo y al medio ambiente.

En las solicitudes de autorización administrativa para la construcción, transmisión y cierre de un centro de mantenimiento, junto a la documentación requerida por la normativa sectorial, se adjuntará un documento donde se describa el impacto que supone el nuevo centro de mantenimiento, o la transmisión/cierre del existente, en el listado de gasoductos adscritos a cada centro de mantenimiento de los que es titular el transportista.

4. El valor de inversión del edificio y los equipamientos de los centros de mantenimiento ubicados en estaciones de compresión, plantas de regasificación o almacenamientos subterráneos se consideraran, a los efectos de la inclusión en el régimen retributivo y del cálculo de la retribución, como inversiones realizadas en la estación de compresión, la planta de regasificación o el almacenamiento subterráneo que lo contenga.

Si el centro de mantenimiento de transporte tiene un uso compartido con la actividad de distribución, se considerará a todos los efectos instalación de distribución.

5. Cada centro de mantenimiento deberá mantener al menos 200 km de gasoducto y las posiciones, ERM/EM o estaciones de compresión conectados a ellos, sin que puedan existir gasoductos adscritos a más de un centro. La distancia mínima entre dos centros de mantenimiento de una misma empresa transportista será de 150 km medidos sobre el camino más corto entre ambos centros.

Antes del 31 de octubre de cada año, los transportistas titulares de centros de operación y mantenimiento enviarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, la relación de los nuevos gasoductos adscritos a cada centro indicando su longitud, así como la relación de gasoductos que han sido reasignados a otro centro de mantenimiento bien por la puesta en servicio de un nuevo centro, bien por la transmisión o cierre del que estaban adscritos.

6. A los efectos del cálculo de retribución en concepto de amortización y retribución financiera, la vida útil de los centros de mantenimiento será de 20 años.

7. El titular de un centro de operación y mantenimiento de instalaciones gasistas, con construcción finalizada con posterioridad al 1 de enero de 2008, podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas su inclusión en el régimen retributivo acompañando a la solicitud la siguiente documentación:

- a) Características de la instalación.
- b) Inversión realizada debidamente auditada.
- c) Certificación, extendida por la dirección del área o, en su caso, dependencia, de Industria y Energía de la Delegación o Subdelegación del Gobierno de la provincia donde se ubique el centro de operación y mantenimiento. En la misma, deberá constar una descripción de las instalaciones así como una relación de los medios materiales disponibles.

8. A efectos de la inclusión en el régimen retributivo se considerará como fecha de puesta en servicio la de la certificación extendida por la Dirección del Área o, en su caso, Dependencia de Industria y Energía, de la Delegación o Subdelegación del Gobierno e indicada en el apartado 7.c de este artículo.

Artículo 5. *Incentivo a la reducción de mermas en la red de transporte.*

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, el transportista descontará en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en la red las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que estén en vigor.

En caso de que la cantidad total de gas descontada por el titular de la red de transporte por la aplicación del coeficiente en vigor exceda de las mermas reales de la instalación, la diferencia permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra. Si la cantidad retenida fuera inferior a las mermas reales, la diferencia se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de la misma cuenta.

El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.

2. Anualmente y antes del 1 de febrero, los titulares de redes de transporte presentarán al Gestor Técnico del Sistema, a la Comisión Nacional de Energía, y a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre la cantidad de gas retenido el año anterior por aplicación en cada red de transporte de los coeficientes en vigor, las mermas reales producidas.

El Gestor Técnico del Sistema realizará un estudio, referido al año anterior, de las mermas reales en el Sistema de transporte y de la totalidad de las mermas retenidas por el conjunto de transportistas en los puntos de entrada, y distribuirá estas últimas entre las redes de transporte, proporcionalmente al producto del volumen geométrico de los gasoductos por las entradas durante el año anterior y determinará el saldo positivo y negativo resultante de cada red de transporte, que presentará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de abril.

La fórmula de cálculo para la asignación a cada transportista «i» de las mermas retenidas (M_i) será la siguiente:

$$M_i = M \times (V_i \times E_i) / \sum_i (V_i \times E_i)$$

Donde:

- M: mermas totales retenidas en el sistema de transporte (kWh).
- M_i : mermas retenidas asignadas al transportista i (kWh).
- V_i : volumen geométrico total de las redes del transportista i (m^3).
- E_i : entradas totales de gas en las redes del transportista i durante el año anterior (kWh).

3. En el caso de que una red de transporte presente un saldo de gas positivo, el Gestor Técnico del Sistema reintegrará antes del 1 de mayo la mitad del mismo a los usuarios de la misma, de forma proporcional a la cantidad de gas circulado en la red el año anterior, manteniendo la titularidad del resto del gas como gas de maniobra.

El exceso de gas de maniobra que supere el volumen equivalente a 300 GWh se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón para el período comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del año siguiente.

4. Anualmente y antes del 1 de junio, la Comisión Nacional de Energía valorará el saldo de mermas de cada red de transporte del año anterior incluido en el informe del Gestor Técnico del Sistema, para lo cual se aplicará la media aritmética del precio del gas de operación del año anterior. En el caso de que dicha cantidad tenga un valor positivo, la mitad será adicionada a la retribución reconocida al titular de la red de transporte, mientras que si dicho saldo presente un valor negativo, la totalidad de la cantidad anterior será restada de la retribución reconocida al titular de la red.

Artículo 6. Clientes suministrados por un comercializador de último recurso sin tener derecho.

Los consumidores suministrados por comercializadores de último recurso cuyo consumo durante el año anterior haya superado el umbral máximo en vigor, recibirán en la primera factura la notificación en los términos establecidos en el artículo 2.7 del Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. En las siguientes, y mientras sigan siendo suministrados por el comercializador de último recurso, se incluirá el siguiente texto:

«Su consumo anual ha superado el máximo permitido para acogerse a la Tarifa de Último Recurso, por lo que le recomendamos que examine las ofertas de otras comercializadoras ya que puede encontrar mejores condiciones de suministro. Con este fin puede consultar la página de la Comisión Nacional de Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) <http://www.comparador.cne.es>.»

El texto deberá aparecer en la misma cara de la factura donde aparezca la cantidad a pagar, con un recuadro negro y tipo de letra de 10 puntos.

Artículo 7. Unidades de Inversión en plantas de regasificación.

1. Desde el 1 de enero de 2012, y al objeto de establecer el valor de inversión reconocido de una nueva planta de regasificación o de una ampliación de la misma de acuerdo con la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, las instalaciones de regasificación sometidas al régimen retributivo indicadas en el artículo 2.1 de la citada orden que se pongan en servicio, quedan sustituidas por las siguientes Unidades de Inversión Estandarizadas y No Estandarizadas:

a) Las Unidades de Inversión Estandarizadas son las siguientes:

- Tanque almacenamiento GNL.
- Sistema de bombas secundarias.
- Vaporizadores de agua de mar.
- Vaporizadores de combustión sumergida.
- Sistema de medida u odorización.
- Sistema de antorcha y combustor.
- Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta.
- Relicador de boil-off.
- Compresor de boil-off para emisión directa a red.
- Cargaderos de cisternas.

Anualmente, se determinará un valor unitario de las Unidades de Inversión Estandarizadas con los que determinar el VI_i de cada Unidad de Inversión.

b) Las Unidades de Inversión No Estandarizadas son las siguientes:

- Instalaciones de interconexiones (tuberías) de gas natural y gas natural licuado.
- Instalaciones de obra civil terrestre.
- Instalaciones de descarga:
- Sistemas de gestión y control.
- Servicios auxiliares.
- Sistema de suministro eléctrico.
- Sistema de captación de agua.
- Las cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL.

A los efectos de determinación del valor VI_i , las Unidades de Inversión No Estandarizadas se agruparan, en cada caso, de acuerdo con las siguientes Actuaciones de Inversión:

Nueva planta.

- Ampliación de capacidad de almacenamiento en tanques de GNL.
- Ampliación capacidad de vaporización nominal.
- Ampliación de capacidad de atraque.
- Anualmente, se determinará un valor unitario máximo para cada Actuación de Inversión con los que determinar el VI_i de cada una de ellas.

2. Los elementos constructivos incluidos en cada Unidad de Inversión de una planta de regasificación se recogen en el anexo II de esta orden.

3. La vida útil de cada Unidad de Inversión Estandarizada y Actuaciones de Inversión, expresada en años, se establece en el anexo III de esta orden.

4. Las Unidades de Inversión Estandarizada y las Actuaciones de Inversión definidas tendrán la consideración de elemento de inmovilizado a efectos de aplicación de los artículos 3, 4, 5, 6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre.

El valor de inversión se determinará multiplicando los valores unitarios de las Unidades de Inversión Estandarizadas fijados en esta orden por las magnitudes (capacidades volumétricas, caudales másicos o volumétricos, número unidades instaladas) nominales que caracterizan a las unidades de inversión:

a) Cuando la magnitud se trate de volumen de GNL, la capacidad nominal se entenderá como el volumen máximo de GNL que puede almacenarse con el límite de la cifra autorizada.

b) Cuando la magnitud que se utilice sea el caudal volumétrico o másico se empleará el caudal medio resultante en un período continuado de 100 horas de funcionamiento que en ningún caso podrá ser superior a la fijada en la autorización de la instalación. En el caso de la unidad de inversión «Antorcha/Combustor» se tomará el valor fijado en la autorización.

Todas las magnitudes nominales deberán estar recogidas en el certificado de explotación comercial y en el Acta de Puesta en marcha de la actuación que incluye a la unidad de inversión.

No obstante lo establecido en el artículo 4 la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, en el caso de las Actuaciones de Inversión, el Vli a emplear para determinar su retribución será valor de inversión auditado con el máximo del valor unitario máximo definido anualmente para cada Actuación de Inversión.

5. Además de lo indicado en de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, el titular de una instalación de regasificación, junto a la documentación que acompaña a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo de una nueva planta o ampliación de la misma, deberá incluir información sobre la Inversión realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste, en cada una Unidades de Inversión Estandarizadas y No Estandarizadas.

Con el fin de que los informes de auditoría presenten una información homogénea sobre la inversión realizada, estos incluirán una tabla resumen de auditoría con la información más relevante de cada una de las Unidades de Inversión de acuerdo con el formato establecido en el anexo IV de la presente orden.

Artículo 8. *Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de las plantas de regasificación.*

Se incluyen en el anexo I la estructura de los valores unitarios que será utilizada para el cálculo del valor reconocido de la inversión de las plantas de regasificación y sus ampliaciones que se pongan en servicio a partir del 1 de enero de 2012, asimismo, se incluye la estructura de los valores unitarios de operación y mantenimiento que será aplicada, a todas las plantas que estén en operación en 2012. Asimismo, el anexo I recoge los valores unitarios de inversión y los valores unitarios de operación y mantenimiento, fijos y variables, correspondientes al año 2011, a los únicos efectos de poder calcular los valores del año 2012 mediante la aplicación de las fórmulas de actualización incluidas en este artículo.

1. Los valores unitarios de inversión se actualizarán cada año según el Índice de Actualización (IA):

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

Donde:

- IPRI_{bienes de equipo}: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y el año n-2, del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.
- X: Coeficiente de eficiencia igual a 0,005. Dicho valor se podrá revisar cada 5 años.

2. Los valores unitarios de los costes fijos de operación y mantenimiento se actualizarán cada año según el siguiente índice de actualización (IA):

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

Donde:

- IPRI bienes de equipo: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año «n-1» y el año «n-2», del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.
- IPC: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año «n-1» y octubre del año «n-2»
- X e Y: coeficientes de eficiencia. X es igual a 0,005 e Y es igual a 0,01. Dichos valores se podrán revisar cada 5 años.

3. Los valores unitarios de los costes variables de operación y mantenimiento se actualizarán anualmente según el siguiente índice de actualización (IA):

$$IA = 1 + 0,2 * (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - X) + 0,8 * (ICE - Y)$$

Donde:

– IPRI bienes de equipo: variación anual, en tanto por uno, entre octubre del año «n-1» y el año «n-2», del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

– ICE: variación anual, en tanto por uno, del coste de la electricidad en España publicado por EUROSTAT para el consumidor industrial con consumo anual situado en la banda de 20.000 a 70.000 MWh/año entre el valor publicado para primer semestre del año en curso y el mismo semestre año anterior

– X e Y: coeficientes de eficiencia. X es igual a 0,005 e Y es igual a 0,005. Dichos valores se podrán revisar cada 5 años.

Artículo 9. Término de conducción aplicable a las redes de distribución alimentadas por planta satélite.

1. Los consumidores conectados a redes de distribución de gas natural alimentadas mediante planta satélite de gas natural licuado tendrán derecho a un descuento global (D_m) en el peaje de transporte y distribución equivalente al coste medio de la red de transporte no utilizada.

El valor D_m a aplicar será equivalente al cociente entre la retribución al transporte y la suma de la retribución al transporte y a la distribución. Para el año 2011, el término D_m es el 33,21%.

2. Para calcular el coeficiente a aplicar al término de conducción (C) se tendrá en consideración el ahorro derivado de la no aplicación del término de reserva de capacidad, aplicándose la siguiente fórmula:

$$C = (1 - D_m) \times (\text{Peaje medio} / \text{Término de conducción medio})$$

El término «Peaje medio» incluye el coste medio de los términos de reserva de capacidad y de conducción. Para su cálculo, así como del «Término de conducción medio» se utilizarán los siguientes factores de carga y consumos anuales medios:

Reserva de capacidad	Factor de carga
	72,9%
Término de conducción	Factor de carga
2.1	68,1%
2.2	70,5%
2.3	60,9%
2.4	64,6%
2.5	72,6%
2.6	55,0%
	Consumo medio (MWh/año)
3.1	2,452
3.2	10,229
3.3	59,365
3.4	459,472
	Factor de carga
3.5	47,06%

Artículo 10. *Obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.*

De acuerdo con la habilitación efectuada a favor del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico a que hace referencia el artículo 17.1 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos será de 20 días de las ventas firmes de los sujetos obligados en el año natural anterior.

Dichas existencias se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.

Artículo 11. *Incentivo para que los transportistas y distribuidores envíen información sobre las mediciones el día «n+1».*

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 la hora siguiente al cierre del 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 de PCTDs cuando se trate de redes malladas.

Para ello, se desarrollará un procedimiento único y común que tendrá en cuenta los consumos teledados 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 en las dos horas siguientes a la hora de cierre del día de gas, la información de balance agregada a nivel nacional correspondiente al día de gas. Asimismo, en las dos horas siguientes a la hora de cierre del día de gas, 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 para la realización de los repartos y balances de los usuarios del sistema gasistas serán públicos y estarán recogidos en los correspondientes protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Con periodicidad trimestral y antes del primer día de los meses de enero, abril, julio y octubre, los distribuidores actualizarán y publicarán en sus páginas web los perfiles de estimación de consumo correspondientes a los clientes teledados y no teledados conectados a sus redes. Estos perfiles de consumo se desarrollarán de acuerdo a un procedimiento común que se describirá en el correspondiente Protocolo de Detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 109 y 110 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sobre infracciones graves y muy graves, en el caso de que el Gestor Técnico del Sistema o los operadores de instalaciones del sistema gasista no envíen los datos sobre el reparto y balance del día de gas en los plazos establecidos, se aplicará a la retribución reconocida a la empresa y a los efectos del procedimiento de liquidaciones el siguiente factor:

$$P = (1-d/3650)$$

Donde «d» es el número de días del año en los que no se ha transmitido la información en plazo.

5. En un plazo de tres meses a contar desde la entrada en vigor de esta orden, el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista enviará una propuesta a la dirección General de Política energética y Minas de protocolos de detalle necesarios para la implementación de lo dispuesto en el presente artículo.

Disposición adicional primera. *Costes de operación y mantenimiento definitivos correspondientes a los almacenamientos subterráneos «Gaviota» y «Serrablo».*

1. Con carácter definitivo se establece la retribución de los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos de los almacenamientos subterráneos de gas natural denominados «Gaviota» y «Serrablo» correspondientes a los años 2007 y 2008:

	2007 – Euros	2008 – Euros
Gaviota	13.354.413,32	16.819.459,70
Serrablo	7.812.947,12	7.386.214,12

2. El saldo que resulte en relación con la retribución provisional reconocida se incluirá en el procedimiento de liquidación en curso como pago único a favor del titular de las concesiones en el momento de entrada en vigor de la presente orden. En el caso de que el saldo sea positivo (a favor del actual titular de las concesiones), éste podrá proponer a la Comisión Nacional de Energía la transferencia de dicho saldo, o parte de él, a los antiguos titulares de la concesión, previo acuerdo de éstos.

Disposición adicional segunda. *Costes de operación y mantenimiento provisionales correspondientes a los almacenamientos subterráneos «Gaviota» y «Serrablo» para los años 2009, 2010 y 2011.*

1. Los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos provisionales para los años 2009, 2010 y 2011 son los que figuran a continuación:

	Valores iniciales		2009		2010		2011	
	COMDdef – Euros	COMIdef – Euros	IA	COM prov – Euros	IA	COM prov – Euros	IA	COM prov – Euros
Gaviota.	16.424.120,89	395.338,81	1,02464	17.233.891,19	0,984740	16.970.902,01	1,011700	17.169.461,56
Serrablo.	3.866.420,61	3.519.793,51		7.568.210,44		7.452.719,54		7.539.916,36

2. El saldo resultante en relación con la anterior retribución provisional reconocida se incluirá en el procedimiento de liquidación en curso como pago único a favor del titular de las concesiones a la entrada en vigor de la presente orden. En el caso de que el saldo sea positivo (a favor del actual titular de las concesiones), éste podrá proponer a la Comisión Nacional de Energía la transferencia de dicho saldo, o parte de él, a los antiguos titulares de la concesión, previo acuerdo de éstos.

3. Los actuales titulares de las instalaciones deberán presentar las auditorías a que hace referencia el apartado 3 de la disposición adicional sexta de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, correspondientes a los años 2009 y 2010 en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta orden.

Disposición adicional tercera. *Coefficiente «C» a aplicar al término de conducción del peaje de transporte y distribución en vigor para los consumidores conectados a redes de distribución alimentadas desde plantas satélites.*

De acuerdo con la fórmula incluida en el artículo 9 de la presente orden, a los consumidores conectados a redes de distribución alimentadas desde planta satélite les será de aplicación el término de conducción en vigor que les corresponda de acuerdo a su presión de suministro y volumen de consumo multiplicado por el siguiente factor «C»:

Reserva de capacidad	Factor de carga	Peaje medio de transporte y distribución (incluyendo R. de capacidad)	Término de conducción medio	Coefficiente a aplicar al término de conducción
	72,9%	cts/kWh	cts/kWh	"C"
Término de conducción	Factor de carga			
2.1	68,1%	1,2926	1,2494	69,1%
2.2	70,5%	0,4625	0,4192	73,7%
2.3	60,9%	0,3680	0,3248	75,7%
2.4	64,6%	0,3275	0,2843	76,9%
2.5	72,6%	0,2815	0,2383	78,9%
2.6	55,0%	0,3027	0,2595	77,9%
	Consumo medio (MWh/año)			
3.1	2,452	3,6796	3,6364	67,6%
3.2	10,229	2,5807	2,5375	67,9%
3.3	59,365	2,3935	2,3503	68,0%
3.4	459,472	1,3375	1,2943	69,0%
	Factor de carga			
3.5	47,06%	0,5445	0,5013	72,5%

Disposición adicional cuarta. *Retribución a los almacenamientos subterráneos.*

Se reconocen 4.882.761,22 € a Enagas, SA en concepto de la retribución devengada desde la fecha de puesta en marcha hasta el 31 de diciembre de 2003 del «Compresor Booster» y desde la fecha de puesta en marcha hasta el 31 de diciembre de 2006 de las inversiones en «Sondeo Jaca 18», «Sondeo Jaca 22», «Línea de Producción» y Conexión Pozos».

La cantidad anterior corresponde a los siguientes conceptos:

Instalación	Fecha pem	Período pendiente de devengar (hasta..)	VAI fecha pem (€)	Retribución devengada (€)
Compresor Booster (año 2003) . . .	06/11/2002	31/12/2003	12.770.000	225.507,70
Sondeo Jaca 18 (año 2004)	09/09/2003	31/12/2006	6.544.873	2.350.785,32
Sondeo Jaca 22 (año 2004)	22/12/2003	31/12/2006	5.740.294	1.887.770,06
Línea de producción (año 2004) . . .	29/10/2003	31/12/2006	447.805	154.315,54
Conexión Pozos	26/07/2004	31/12/2006	715.592	204.382,60
Total				4.822.761,22

Esta cantidad se cobrará una sola vez y a efectos de liquidaciones, se adicionará a la reconocida a la compañía en la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Disposición adicional quinta. *Gasoductos en operación a considerar para establecer las necesidades de Centros de Mantenimiento de Transporte.*

A los efectos de aplicar lo dispuesto en el artículo 4 de la presente orden solo se tendrán en consideración los gasoductos construidos con posterioridad al 1 de enero de 2008.

Disposición adicional sexta. *Información sobre los gasoductos en operación adscritos a los centros de mantenimiento de transporte.*

Antes del 1 de enero de 2012, los transportistas titulares de centros de mantenimiento enviarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, la relación de los gasoductos en operación adscritos a cada centro así como su longitud y diámetro.

Disposición adicional séptima. *Mínimos técnicos de operación de las Plantas de regasificación.*

En un plazo de 3 meses la Comisión Nacional de Energía presentará una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas de mínimos técnicos de operación de cada planta de regasificación y los mínimos zonales no transportables desde la red de transporte. A este objeto deberá convocar los grupos de trabajo que considere en los que intervendrán comercializadores, titulares de plantas de regasificación, transportistas y el Gestor Técnico del Sistema.

La propuesta deberá incluir un análisis de las inversiones necesarias para reducir tanto los mínimos técnicos de cada planta como los mínimos zonales.

Disposición transitoria primera. *Fecha de puesta en servicio de centros de mantenimiento anteriores a la entrada en vigor de la orden.*

Para los centros de mantenimiento puestos en servicio entre el 1 de enero de 2008 y la fecha de entrada en vigor de la presente orden, para su inclusión en el régimen retributivo, se considerará como fecha de puesta en servicio la correspondiente a la fecha de autorización para el inicio de la actividad industrial de la instalación, y, en su defecto, la fecha de obtención de la cedula de habitabilidad del edificio, y, en su defecto, la fecha del contrato de suministro eléctrico.

Disposición transitoria segunda. *Transición al nuevo régimen de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.*

Hasta el 1 de noviembre de 2012 se considerará cumplida la obligación establecida en el artículo 10 de la presente orden si desde la fecha de entrada en vigor de la obligación, el usuario acredita mantener un nivel de existencias estratégicas igual o mayor a 10 días de sus ventas firmes y haber contratado la capacidad de almacenamiento subterráneo suficiente para el almacenamiento de 20 días de sus ventas firmes.

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/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.*

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, queda modificada como sigue:

Uno. Se sustituyen los apartados 5 y 6 del artículo 2 de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, que pasan a estar redactados como sigue:

«5. La retribución de los costes de operación y mantenimiento de cada almacenamiento subterráneo en el año «n» (COM_n) tendrá dos términos: uno correspondiente a costes indirectos y otro correspondiente a costes directos, que se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COM_n = COMI_n + COMD_n$$

– $COMI_n$: Retribución de costes de operación y mantenimiento indirectos en el año «n».

– $COMD_n$: Retribución de costes de operación y mantenimiento directos en el año «n».

6. Para cada almacenamiento subterráneo de la red básica que se incluya en el régimen retributivo, los valores anuales a aplicar en el primer año natural tras la puesta en marcha, en concepto de costes de operación y mantenimiento directos e indirectos, se establecerán en la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas a que se hace referencia en el artículo 6.1 de la presente orden. En dichos valores no se incluirán las adquisiciones de gas para autoconsumo requeridas para la operación del almacenamiento subterráneo.»

Dos. Se modifica el apartado 1 del artículo 6 que pasará a estar redactado en los siguientes términos:

«1. La Dirección General de Política Energética y Minas, mediante resolución y previo informe de la Comisión Nacional de Energía y del Gestor Técnico del Sistema, fijará la fecha de inclusión en el régimen retributivo y determinará los valores concretos de la inversión reconocida (VI), la tasa de retribución (Tr) y los valores anuales a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento directos e indirectos ($COMD_n$) y ($COMI_n$), a que hace referencia el artículo 2 de la presente orden.

Entre la documentación a anexar a la solicitud de inclusión de la instalación en el régimen retributivo se incluirá la referente a:

a) Informe de características técnicas y parámetros básicos del almacenamiento realizado por empresa independiente de reconocido prestigio, especializada en el análisis de almacenamientos subterráneos de gas natural.

b) Memoria de inversiones en instalaciones incluidas en el anexo II debidamente auditadas.

c) Memoria de inversiones en investigación y exploración realizadas en los cinco años previos a la entrada en vigor de la concesión de explotación de almacenamiento debidamente auditadas.

d) Previsión de costes de operación y mantenimiento anuales, desglosados y clasificados por su naturaleza directa o indirecta, de acuerdo con el formato establecido en el anexo II de la presente orden. Similar desglose podrá exigirse respecto de las empresas contratistas y subcontratistas del concesionario.

e) Acta de puesta en marcha.

f) Concesión de explotación de almacenamiento.

g) Acreditación por parte del solicitante de su cumplimiento de los requisitos legales técnicos, y económicos para actuar como empresa transportista de gas.

h) Declaración expresa de ayudas o aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente recibidas.

Tanto la Dirección General de Política Energética y Minas como la Comisión Nacional de Energía podrán solicitar la información adicional que consideren necesaria para verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas.»

Tres. Se suprimen la disposición adicional segunda. «Costes de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos en operación a la entrada en vigor de la Orden» y la disposición adicional séptima. «Parámetros para el cálculo de los costes de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos».

Cuatro. Se modifica la disposición adicional sexta que pasará a estar redactada en los siguientes términos:

«Disposición adicional sexta. *Cálculo de los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos provisionales y definitivos.*

1. Los costes de operación y mantenimiento correspondientes al año “n” se determinarán, con carácter provisional en el año “n-1”, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COMI_{PROV_n} = COMI_{n-1} \times IA_n$$

$$COMD_{PROV_n} = COMD_{n-1} \times IA_n$$

$$COM_{PROV_n} = COMI_{PROV_n} + COMD_{PROV_n}$$

Donde:

- $COMI_{n-1}$: Retribución de costes de operación y mantenimiento indirectos en el año “n-1”.
- $COMD_{n-1}$: Retribución de costes de operación y mantenimiento directos definitivos en el año “n-1”.
- IA_n : Índice de actualización para el año “n”, determinado con la información disponible en noviembre del año “n-1”, que se calcula aplicando la fórmula siguiente:

$$IA_n = 1 + (0,1 \times (IPRI_{bienesdeequipo}^n - X) + 0,9 \times (IPC_n - Y))$$

Donde:

- $IPRI_{bienesdeequipo}^n$: Variación anual en tanto por uno del índice de precios industriales de bienes de equipo para el año “n”, determinado entre octubre del año “n-1” y octubre del año “n-2”
 - IPC_n : Variación anual en tanto por uno del índice de precios al consumo para el año “n”, determinado entre octubre del año “n-1” y octubre del año “n-2”
 - X e Y son coeficientes de eficiencia. Sus valores serán iguales a 0,005 y 0,01, respectivamente y podrán ser revisados cada 5 años.
2. Los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos definitivos se calcularán en el año “n+1” de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COM_n = COMI_n + \frac{COMD_n + ACD_n}{2}$$

Donde:

- $COMI_n$: Retribución de costes de operación y mantenimiento indirectos provisionales correspondientes al año “n”, calculados en el año “n-1”.
- $COMD_n$: Retribución de costes de operación y mantenimiento directos provisionales correspondientes al año “n”, calculados en el año “n-1”.
- ACD_n : Valor auditado de los costes directos de operación y mantenimiento correspondientes al año “n”, según se establece en el apartado siguiente

3. El término *ACDn* se obtendrá a partir de la correspondiente auditoría, que deberá ser presentada no más tarde del 15 de octubre del año «n+1» a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

De acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, la Comisión Nacional de Energía remitirá su propuesta de retribución de costes de operación y mantenimiento provisionales para el ejercicio siguiente y los definitivos del ejercicio anterior, de acuerdo con la metodología establecida.

Una vez aprobada dicha propuesta, la Comisión Nacional de Energía procederá a ajustar los costes de operación y mantenimiento definitivos del año que corresponda, liquidará la diferencia, adquiriendo el importe total percibido el carácter de definitivo.

4. La revisión de los valores de los términos directo e indirecto de los costes de operación y mantenimiento podrá efectuarse cada 4 años para ajustarlos a los valores prudentes reales.»

Cinco. Se sustituye la tabla contenida en el anexo II - Plantilla de Costes de Operación y Mantenimiento de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la siguiente tabla:

TITULAR DE LA INSTALACIÓN	
INSTALACIÓN:	
AÑO EJERCICIO ECONÓMICO	

GASTOS/ COSTES RECURRENTES									
En Euros									
Conceptos	DIRECTOS				INDIRECTOS				TOTAL
	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES DIRECTOS	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES INDIRECTOS	
Compras				0				0	0
Odorización de gas/ Compra THF				0				0	0
Repuestos de equipo				0				0	0
Gases y aceites				0				0	0
Compras de materiales auxiliares				0				0	0
Otras compras				0				0	0
Tributos y Tasas				0				0	0
Impuesto sobre actividades económicas				0				0	0
Impuesto sobre bienes inmuebles				0				0	0
Tasas				0				0	0
Otros impuestos /tasas				0				0	0
Servicios exteriores				0				0	0
Arrendamientos				0				0	0
Reparación y conservación				0				0	0
Suministros				0				0	0
Servicio profesionales independientes				0				0	0
Primas de seguros				0				0	0
Gastos de viaje				0				0	0
Gas de Operación				0				0	0
Otros Consumos energéticos (electricidad, gasoil, gas natural, etc.)				0				0	0
Transportes y fletes				0				0	0
Otros servicios exteriores				0				0	0
Otros gastos de explotación (detallar)				0				0	0
Personal				0				0	0
Total Costes de O&M Recurrentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INGRESOS RECURRENTES									
En Euros									
Conceptos	DIRECTOS				INDIRECTOS				TOTAL
	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES DIRECTOS	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES INDIRECTOS	
Subvenciones				0				0	0
Arrendamientos				0				0	0
Venta de otros productos (combustibles ligeros, etc.)				0				0	0
Venta de servicios				0				0	0
Ingresos por Gas de Operación				0				0	0
Otros ingresos de explotación				0				0	0
Total Ingresos de explotación Recurrentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GASTOS/ COSTES NO RECURRENTES									
En Euros									
	DESCRIPCIÓN						INICIO (mes/año)	FIN (mes/año)	IMPORTE
Actuación Intranual 1									
Actuación Intranual 2									
Actuación Intranual 3									
Total Intranuales									0
Actuación Plurianual 1									
Actuación Plurianual 2									
Actuación Plurianual 3									
Total Plurianuales									0
INGRESOS NO RECURRENTES									
En Euros									
	DESCRIPCIÓN						INICIO (mes/año)	FIN (mes/año)	IMPORTE
Actuación Intranual 1									
Actuación Intranual 2									
Actuación Intranual 3									
Total Intranuales									0
Actuación Plurianual 1									
Actuación Plurianual 2									
Actuación Plurianual 3									
Total Plurianuales									0
Total Gastos de explotación									0
Total Ingresos de explotación									0

INSTRUCCIONES CUMPLIMENTACIÓN

La información anual se desagregará por gastos e ingresos recurrentes, y no recurrentes; directos e indirectos y fijos y variables, atendiendo a los siguientes criterios:

1. Desagregación de gastos e ingresos entre recurrentes y no recurrentes: Se consideran «Gastos/Ingresos Recurrentes» aquellas partidas constantes en la explotación del almacenamiento. Por su parte, se consideran «Gastos/ingresos No Recurrentes» las actuaciones puntuales (Ej.: work-over), ya sean plurianuales o intranuales, o costes o ingresos extraordinarios.

2. Desagregación de costes/gastos entre directos e indirectos. Para cada una de las partidas de explotación se repartirán entre directos e indirectos, indicando la metodología y criterios empleados para dicha desagregación. Se consideran costes directos los correspondientes o asociados a la propia instalación e indirectos los que correspondan a los servicios facilitados por la estructura del grupo

3. Desagregación de costes/gastos entre fijos y variables. Para cada una de las partidas los gastos de explotación se repartirán entre fijos y variables de inyección o variables de extracción, indicando la metodología y criterios empleados para dicha desagregación.

En cuanto a las partidas de costes e ingresos identificados se recogen a continuación los criterios a aplicar para su cumplimentación:

1. Con carácter general, en el caso de que alguna de las partidas de detalle supere un 10% sobre el total de gastos de explotación, se requerirá un desglose adicional de esta partida de detalle, que permita identificar los principales costes que la componen.

2. Sobre Compras, Tributos y Tasas, Servicios Exteriores, Personal. Se desglosarán según las partidas de detalle indicadas. Señalar que sobre el gas de operación se solicita el detalle económico de su coste.

3. Otros Gastos de explotación. Se indicarán los gastos de operación y mantenimiento no incluidos en las partidas anteriormente mencionadas (Compras, Tributos y Tasas, Servicios Exteriores, Personal), debidamente detallados y justificados.

4. Subvenciones. Deberán indicarse, en su caso, los ingresos habidos por las subvenciones a la explotación recibidas en cada año para el conjunto de la actividad. Adicionalmente se indicarán las subvenciones pendientes de recibir a 31 de diciembre de cada año, expresadas en euros.

5. Ingresos por gas de operación. Se solicita el detalle económico del ingreso por gas de operación incluido en las liquidaciones.

6. Venta de productos y servicios, así como ingresos por arrendamientos. En su caso se detallarán los ingresos por venta de condensados.

7. Los costes no incluirán costes financieros, ni amortizaciones, ni provisiones por desmantelamiento y abandono del almacenamiento. Los ingresos no incluirán los correspondientes a la retribución por inversiones incluidos en las liquidaciones del sector del gas natural.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.*

Los apartados 1 y 2 del artículo 4 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, quedan redactados en los siguientes términos:

«1. Del volumen útil de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará un volumen equivalente a los días de ventas o consumos firmes en el año anterior necesario para cumplir las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. A estos efectos, tendrán la consideración de consumos firmes los definidos en el artículo 16 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas, así como las ventas realizadas bajo peajes interrumpibles.

La asignación de la citada capacidad será realizada anualmente por el Gestor Técnico del Sistema y se basará en un criterio de reparto entre los sujetos obligados al mantenimiento de dichas existencias de acuerdo con el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, de forma proporcional a sus ventas o consumos firmes en el año anterior.

2. De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará un volumen equivalente a 10 días de las ventas/consumos totales en el año anterior realizado por los comercializadores/consumidores directos en mercado. La asignación de la citada capacidad será realizada por el Gestor Técnico del Sistema, con carácter anual, de forma proporcional a las ventas o consumos firmes realizados por el sujeto obligado en el año anterior.

Si después de haber realizado la asignación correspondiente a los apartados 1 y 3 del presente artículo la capacidad disponible no fuera suficiente para cumplir con este apartado, se procederá a prorratear la capacidad disponible entre los usuarios, en función de las ventas y consumos firmes del año anterior.»

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

La Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica el contenido del artículo 4 de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, añadiendo un apartado 6 en los siguientes términos:

«6. Cuando el período de facturación no coincida con un mes natural, el término fijo del peaje de transporte y distribución $T_{f_{ij}}$ o el término de reserva de capacidad T_{re} 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.»

Dos. Se reemplazan las cantidades asignadas a Tolosa Gas, SA y Naturgas Energía Distribución, SA y el «Total» de la tabla «1. Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución.», del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2011» de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por los siguientes valores:

	Actualización 2011	Revisión 2009-2011	Total
Tolosa Gas, SA.	910.694	18.293	928.987
Naturgas Energía Distribución SA	160.288.234	-6.172.935	154.115.299
Total.	161.198.928	-6.154.642	155.044.286

Tres. Se reemplazan las siguientes filas de la tabla incluida en el apartado 5 «Retribución a cuenta de instalaciones de transporte. Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2010» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2011» de la de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por los siguientes valores:

Titular	Elemento	Fecha de puesta en marcha	Retribución a cuenta	
			2010 (€)	2010 (€)
Transportista Regional del Gas.	Posición SEGAVI-00 de derivación y trampa de rascadores en el tm Palazuelos de Eresma provincia de Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	77.357,81
Transportista Regional del Gas.	Posición SEGAVI-01 de derivación en Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	41.696,41
Transportista Regional del Gas.	Posición SEGAVI-02 de derivación en el tm Otero de los Herreros provincia de Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	41.696,41

Cuatro. Se incluyen las siguientes filas en la tabla del apartado 5 «Retribución a cuenta de instalaciones de transporte. Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2010» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2011» de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre:

Tipo	Titular	Elemento	Fecha de puesta en marcha	Retribución a cuenta	
				2010 (€)	2011 (€)
ERM	Endesa Gas Transportista, SL.	ERM tipo G-250 en la posición de Derivación MAEJE-02 en el tm de Gallur en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	7.992,50	79.579,80
ERM	Endesa Gas Transportista, SL.	ERM tipo G-250 en la Posición de Derivación MAEJE-03 en el tm de Tauste en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	7.992,50	79.579,80
ERM	Endesa Gas Transportista, SL.	ERM tipo G-250 Posición de Derivación MAEJE-04 y Trampa de Rascadores en el tm de Ejea de los Caballeros en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	7.992,50	79.579,80

Cinco. Como consecuencia de las correcciones anteriores, se modifican las siguientes filas de la tabla del apartado 2 «Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte (€)» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2011» incluido en la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre:

	Total retribución anual	Total pago único	Total retribución 2011
Endesa Gas Transportista, S.L.	13.433.167,08	261.468,30	13.694.635,38
Transportista Regional del Gas, S.L. .	5.985.409,01	0,00	5.985.409,01
Total.	19.418.576,09	261.468,30	19.680.044,39

Seis. Se sustituye la retribución a la actividad de transporte correspondiente a Enagas, SA publicada en la tabla «2. Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte» del anexo IV de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la siguiente:

	Total retribución anual	Total pago único	Total retribución 2011
Enagas, S.A	636.364.743,21	3.065.723,49	639.430.466,70

Siete. Se sustituye la retribución a la actividad de transporte correspondiente a Naturgas Energía Transporte, SAU publicada en la tabla «2. Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte» del anexo IV de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la siguiente:

	Total retribución anual	Total pago único	Total retribución 2011
Naturgas Energía Transporte, SAU . .	26.428.435,15	226.886,12	26.655.321,27

Disposición final cuarta. *Aplicación de la orden.*

La Dirección General de Política Energética y Minas dictará las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del día siguiente a su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», con las siguientes excepciones:

- El artículo 5, el artículo 6 y el artículo 9, que entrarán en vigor el 1 de enero de 2012.
- El apartado 1 de la disposición final segunda, que entrará en vigor el 1 de marzo de 2012.
- El artículo 10, que entrará en vigor el 1 de abril de 2012.
- El artículo 11, que entrará en vigor el 1 de enero de 2013.

Madrid, 17 de noviembre de 2011.–El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, Miguel Sebastián Gascón.

ANEXO I

Valores unitarios base en 2011 de plantas de regasificación a los únicos efectos del cálculo de los valores aplicables en el año 2012

1) *Valores unitarios de inversión*

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.

Valores Máximos:

Al construir una nueva planta: 172.253.380 €.

Al construir un nuevo tanque en planta ya construida: 193,24 €/m³ de GNL.

Al construir una ampliación de vaporización en planta ya construida: 100,56 €/m³(N)/h.

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: 457,19 €/m³.

Sistema de Bombas secundarias: 3.594,00 €/m³/h.

Vaporizadores de agua de mar: 42,80 €/m³(N)/h.

Vaporizadores de combustión sumergida: 24,48 €/m³(N)/h.

Sistema de Medida y odorización: Valor unitario ERM de transporte.

Sistema Antorcha/combustor: 10,87 €/kg/h.

Sistema de Compresión Boil-Off para procesado interno planta: 395,00 €/m³(N)/h.

Relicador Boil-Off: 1,36 €/kg/h.

Sistema de Compresión de Boil-Off para emisión directa a la red: Valor unitario E.C. transporte.

Cargaderos de cisternas de GNL: 1.779.386,22 €/unidad.

2) *Valores unitarios de costes de operación y mantenimiento*

a) Costes de operación y mantenimiento fijos:

Tanques Almacenamiento GNL: 1.610.907 €/tanque.

Tanque Almacenamiento GNL: 13,23322 €/m³ GNL.

Capacidad de vaporización Nominal (1): 4,94 €/(N)m³/h.

Cargaderos de cisternas de GNL: 41.811 €/cargadero.

Planta Regasificación: 1.222.999 €/planta.

Resto de Unidades de Inversión: 0 €.

(1) Se aplica sólo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir, se excluyen los equipos de reserva, de la instalación independientemente de si se tratan de Unidades de Inversión de «Vaporizadores de Agua de Mar» o «Vaporizadores de Combustión Sumergida».

b) Costes de operación y mantenimiento variables:

kWh regasificados: 0,000148 €/kWh.

kWh cargados en cisternas de GNL: 0,000177 €/kWh.

kWh transvasados a /entre buques de GNL: 0,000177 €/kWh.

c) Costes de operación y mantenimiento de ampliaciones de atraque: Según valor auditado.

ANEXO II

Elementos incluidos en las unidades de inversión de Una planta de regasificación

Los elementos constructivos de una Planta de Regasificación que conforman cada una de las unidades de inversión, estandarizadas o no, son los que se recogen a continuación. En todos ellos se considera que están incluidos aquellos elementos que permiten, según el caso, el seccionamiento y/o derivación de efluentes circulantes por las mismas, los elementos y sistemas (pasivos y/o activos) de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad de gas así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias o de terceros durante toda la vida útil retributiva del activo.

a) Unidades de inversión no estandarizadas.

– Obra civil terrestre:

- La adquisición/concesión de terrenos.
- Los accesos.
- Las infraestructuras terrestres.
- El edificio principal/edificios auxiliares e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento, seguridad, y buen estado de los equipos e instalaciones de la planta de regasificación.

– Muelles e Instalaciones de descarga:

- Los brazos de descarga.
- Los brazos de retorno de vapores al barco.
- Las torres monitoras.
- El recipiente drenaje brazos.
- El soplante retorno vapores.
- La escalera acceso barcos (hidráulico).
- Las balsas derrame de GNL.
- Las pasarelas de conexión a plataforma.
- El cromatógrafo.
- El sistema de atraque.
- Los ganchos de escape.
- El equipamiento del muelle.
- El puente jetty.
- La monitorización de tensión de amarras.
- Las defensas.
- La infraestructura marítima asociada.

– Interconexiones de gas:

- Las interconexiones de GNL.
- Las interconexiones de GN.

– Las cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL.

– Sistema de captación de agua:

- Las bombas de agua de mar.
- Los sistemas de filtrado y cloración.
- La obra civil (cajón + piscina).
- El emisario (obra civil + líneas de toma / devolución de agua de mar).

– Sistemas de gestión y control: Se consideran instalaciones del sistema de gestión y control de una planta de regasificación los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la planta de regasificación durante toda la vida útil retributiva de sus activos, entre los que destacan:

- La instrumentación general de la Planta.
- El sistema de control distribuido (SCD)
- El sistema de seguridad de procesos (SSD).
- El sistema de seguridad activa (SSA).
- El sistema de seguridad Patrimonial.

– Servicios auxiliares:

- El sistema de Detección y Control de Incendios (DCI).
- El sistema de aire comprimido.
- El sistema de agua.
- El sistema de nitrógeno.

– Suministro eléctrico:

- El sistema de alimentación ininterrumpible.
- El sistema de gestión eléctrica.
- El sistema de generación autónomo.
- Acometidas eléctricas externas.
- Los transformadores.
- Las instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.).

b) Unidades de Inversión Estandarizadas.

– Antorcha/combustor:

- La antorcha / combustor.
- La obra civil asociada.

– Tanque de almacenamiento de GNL:

- Los tanques.
- Las balsas de derrame de GNL.
- Las bombas primarias.

– Sistema de bombas secundarias:

- Las bombas secundaria GNL.
- Las balsas de derrame de GNL.
- La obra civil asociada.

– Vaporizadores de agua de mar:

- Los vaporizadores de agua de mar.
- El sistema de calentamiento de gas natural.
- La obra civil asociada.
- Las balsas de derrame de GNL.
- El sistema de alimentación/retorno agua de mar (bombeo + tuberías).

- Vaporizadores de combustión sumergida:
 - Los vaporizadores de combustión sumergida.
 - Las balsas de derrame de GNL.
 - La obra civil asociada al vaporizador.
- Sistema de compresión de boil-off para emisión directa a red:

Se consideran instalaciones del sistema de compresión de boil-off para emisión directa a red de una planta de regasificación a los compresores destinados a aumentar la presión del gas de boil-off para su emisión directa a red de transporte sin necesidad de utilizar la unidad de relicuación. Este proceso ayuda a minimizar las pérdidas de gas por la antorcha y puede complementar la labor de los relicuadores.

- Sistema de Compresión de Boil-Off para procesado interno en la planta:
 - El compresor boil-off.
 - El KO Drum compresor.
 - El atemperador de GNL.
 - El depósito acumulador drenajes.
 - La obra civil asociada.
- Relicador de boil-off:
 - El relicador.
 - Las balsas de derrame de GNL.
 - La obra civil asociada.
- Sistema de Medida y odorización:
 - La estación de medida principal.
 - La estación de medida reserva.
 - El cromatógrafo.
 - Los sistemas de odorización.
 - La obra civil asociada.
- Cargaderos de cisternas de GNL:
 - Las básculas.
 - Las bombas GNL.
 - Las balsas de derrame de GNL.
 - El equipo del cargadero.
 - La obra civil del puesto de carga (urbanización + parking).

ANEXO III

Vida útil de las unidades de inversión de una planta de regasificación

Unidad Constructiva de Inversión Estandarizadas	Vida Útil (años)
Sistema Antorcha / Combustor.	20
Tanque Almacenamiento GNL	20
Sistema de Bombas Secundarias	20
Vaporización de Agua de Mar.	10
Vaporización de Combustión Sumergida	10
Sistema de Compresión de Boil - Off para emisión directa a red.	Vida Útil Estaciones Compresión de Transporte.
Sistema de Compresión de Boil - Off para procesado interno planta . . .	20
Relicador Boil-Off.	20
Cargadero de Cisternas de GNL	20
Sistema de Medida y Odorización de la Emisión a la Red de Transporte.	Vida Útil ERM/EM de Transporte.

Unidades Constructivas de Inversión No-Estandarizadas al Construir	Vida Útil (años)
Nueva Planta	50
Ampliación de Tanque	50
Ampliación de Vaporización	50
Ampliaciones Muelles de Atraque	50

ANEXO IV

Tabla resumen de auditoría de las naturalezas de costes de las unidades de inversión

El presente anexo está conformado por 4 fichas: Descripción técnica, Datos económicos, Desglose de coste por actividades e Información complementaria.

Se cumplimentarán las fichas de información técnica y económica contenidas en el presente anexo tanto para el caso de construcción de nuevas plantas de regasificación como para los casos de construcción de ampliaciones adicionales.

En los casos de ampliación, se considera que ésta incluye los equipos, materiales, puesta en marcha y sistemas generales asociados al mismo, necesarios para su correcto funcionamiento de modo integrado en la planta.

FICHA 1. Descripción técnica: Magnitudes técnica de la instalación/unidad de inversión.

Titula de la Instalación			
Identificación planta:			
Identificación Actuación:			
Fecha inicio proyecto:			
Fecha P.E.M:			
Unidad de Inversión	Descripción física	Dato	
Interconexiones de gas	Longitud total de la red de tuberías GNL (m)		
	Diámetro medio red de tuberías GNL (pulgadas)		
	Longitud total de la red de tuberías GN (m)		
	Diámetro medio red de tuberías GN (pulgadas)		
Obra civil Terrestre	Superficie total de terrenos de planta (m2)		
	Superficie total urbanizada (m2)		
	Superficie útil edificada (m2)		
Instalaciones de descarga	Muelle de descarga 1	Nº brazos descarga	
		Capacidad unitaria descarga del brazo (m3/h)	
		Tipología de brazo de descarga	
		Tamaño máximo del barco (m3 GNL)	
	Muelle de descarga 2	Nº brazos descarga	
		Capacidad unitaria descarga del brazo (m3/h)	
Tipología de brazo de descarga			
Tamaño máximo del barco (m3 GNL)			
Almacenamiento de GNL	Tanque 1	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
	Tanque 2	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
	Tanque n	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
Sistema de Bombas 2ª	Bomba 1	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
	Bomba 2	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
	Bomba n	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
Vaporizadores de agua de mar	Vaporizador 1	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador 2	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador n	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
Vaporizadores de combustión sumergida	Vaporizador 1	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador 2	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador n	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
Sistema de captación de agua	Capacidad de captación (m3/h)		
Medida y odorización	Capacidad de medida (m3/h)		
Antorcha / Combustor	Capacidad (kg/h)		
Compresión de Boil-Off	Compresor 1	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
	Compresor 2	Potencia unitaria ISO (kW)	
Caudal Unitario (Nm3/h)			
Compresor n	Potencia unitaria ISO (kW)		
	Caudal Unitario (Nm3/h)		
Relicador de Boil-off	Relicador 1	Capacidad de relicuación (kg/h)	
	Relicador 2	Capacidad de relicuación (kg/h)	
	Relicador n	Capacidad de relicuación (kg/h)	
Sistema de compresor de Boil-Off para emisión a red	Compresor	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
Cargaderos de Sistemas	Número de cargaderos de sistemas		

FICHA 2. Datos económicos: Información de carácter económica sobre la inversión incurrida en la construcción de las unidades de inversión.

Nota: Para las unidades de inversión de las ampliaciones, se diferenciará entre la inversión directa en la nueva unidad de inversión y la inversión indirectas necesarias, que como consecuencia de la primera, afecten a unidades de inversión ya construidas.

Titular de la Instalación	
Identificación planta:	
Identificación Actuación:	
Fecha inicio proyecto:	
Fecha P.E.M:	

DESGLOSE DE ELEMENTOS PLANTA		DATOS ECONÓMICOS (€)		
Unidad de Inversión	Alcance	Coste directo	Costes indirectos de afecciones	Total
Interconexiones de gas	Interconexiones criogénicas de GNL			0
	Interconexiones de GN			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Obra civil Terrestre	Adquisición / concesión de terrenos			0
	Infraestructura terrestre			0
	Edificio Principal, edificios auxiliares, vallado			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Instalaciones de descarga	Brazos de descarga			0
	Brazo de retorno de vapores al barco			0
	Torres Monitoras			0
	Escalera acceso barcos (hidráulico)			0
	Soplante retorno vapores			0
	Defensas			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Ganchos escape			0
	Cromatógrafo			0
	Recipientes drenaje brazos			0
	Puente Jetty			0
	Pasarelas de conexión a plataforma			0
	Sistema de atraque			0
	Equipamiento del muelle			0
	Monitorización tensión de amarras			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Cimentaciones y Obra Civil Asociada a Tanques Almacenamiento de GNL	Infraestructura Marítima Asociada			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Sistemas de gestión y control	Cimentaciones y Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
	Instrumentación			0
	Sistema de Control Distribuido (SCD)			0
	Sistema de seguridad de procesos (SSD)			0
	Sistema de seguridad activa (SSA)			0
Sistema de seguridad Patrimonial			0	
TOTAL COSTE	0	0	0	
Servicios Auxiliares	Sistema de DCI			0
	Aire comprimido			0
	Agua			0
	Nitrógeno			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Suministro eléctrico	Acometida eléctrica externa			0
	Transformadores			0
	Instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.)			0
	Sistemas de gestión eléctrica			0
	Sistemas de alimentación ininterrumpible			0
	Sistema de generación autónomo			0
TOTAL COSTE	0	0	0	
Sistema de captación de agua	Bombas de agua de mar			0
	Sistema de filtrado y cloración			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
	Obra Civil infraestructura (cajón+piscina)			0
	Emisario (Obra civil+Líneas de toma/devolución agua de mar)			0
TOTAL COSTE	0	0	0	
Total Unidades de Inversión No-Estandarizadas		0	0	0

FICHA 2. Datos económicos (continuación)

DESGLOSE DE ELEMENTOS PLANTA		DATOS ECONÓMICOS (€)		
Unidad de Inversión	Alcance	Coste directo	Costes indirectos de afecciones (ampliaciones)	Total
Almacenamiento de GNL	Tanques			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Bombas primarias			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Sistema de Bombas 2ª	Bomba secundaria GNL			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Vaporizadores de agua de mar	Vaporizador de agua de mar			0
	Sistema de calentamiento de gas natural			0
	Obra civil asociada al vaporizador			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Sistema de alimentación/retorno agua de mar (bombeo+tuberías)			0
	Instalaciones subterráneas			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Vaporizadores de combustión sumergida	Vaporizador de combustión sumergida			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra civil asociada al vaporizador			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Medida y odorización	Estación de medida principal			0
	Estación de medida reserva			0
	Cromatógrafo			0
	Sistemas de odorización			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Antorcha / Combustor	Antorcha/Combustor			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Compresión de Boil-Off	Compresor Boil-off			0
	KO Drum compresor			0
	Atemperador de GNL			0
	Depósito acumulador drenajes			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Relicador de Boil-off	Relicador			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Sistema de compresor de Boil-Off para emisión a red	Compresores			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Cargaderos de Cisternas	Báscula			0
	Bomba GNL			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Equipo del cargadero			0
	Obra civil Puesto de carga (urbanización+parking)			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Total Unidades de Inversión Estandarizadas		0	0	0

FICHA 3. Desglose de costes por actividades. Desglócese el coste total asociado a cada unidad de inversión, en cada una las principales actividades de ejecución de un proyecto.

Título de la Instalación	
Identificación planta:	
Identificación Actuación:	
Fecha inicio proyecto:	
Fecha P.E.M:	

Unidad de Inversión	ACTIVIDADES (En €)							Total
	Permisos y Licencias	Ingeniería y Supervisión	Obra Civil y Montaje	Materiales y Equipo	TREI	Intercalarios	Otras Actuaciones	
Interconexiones de gas								0
Obra civil terrestre								0
Instalaciones de descarga								0
Cimentaciones y Obra Civil Asociada a Almacenamiento de GNL								0
Sistemas de control y gestión								0
Servicios auxiliares								0
Suministro eléctrico								0
Sistema de captación de agua de mar								0
Total Unidades de Inversión No-Estandarizadas	0	0	0	0	0	0	0	0
Almacenamiento de GNL								0
Sistemas de bombas 2º								0
Vaporizadores de agua de mar								0
Vaporizadores de combustión sumergida								0
Medida y Odorización								0
Antorcha / Combustor								0
Compresión de Boil Off								0
Relicador de Boil Off								0
Sistema de compresor de Boil Off para emisión a red								0
Cargaderos de sistemas								0
Total Unidades de Inversión Estandarizadas	0	0	0	0	0	0	0	0

NOTA: El importe total por coste de inversión deberá corresponder con el importe indicado en la Ficha 2.

FICHA 4. Información Complementaria: En su caso, indicar:

Criterio de reparto de costes entre las distintas unidades de inversión.

Descripción cualitativa de las afecciones a unidades de inversión construidas en las ampliaciones.

Otra Información