

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LAS PREVISIONES DE DEMANDA DE INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DE LOS EJERCICIOS 2016 Y 2017

Expediente nº: INF/DE/096/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 3 de noviembre de 2016

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente acuerdo por el que se emite informe sobre la «Previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2016 y 2017»»

El informe se emite en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2.a), 5.3 y 7, de creación de la CNMC.

1. Objeto del informe

Esta Comisión tiene que dar cumplimiento a diversos mandatos relacionados con la determinación de los peajes y cánones.

En particular, los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014¹, de 15 de octubre, establecen que la CNMC deberá remitir con anterioridad al 1 de octubre de cada año una propuesta de retribución de las actividades de distribución, regasificación, transporte y almacenamiento básico de gas, con su correspondiente desagregación por empresa.

Por otra parte, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002², de 28 de octubre, establece que la CNMC debe remitir antes del 1 de noviembre de cada año un informe en el que se determinen las desviaciones previstas entre los ingresos netos liquidables y las retribuciones acreditadas por la aplicación del procedimiento de liquidaciones para el ejercicio en curso.

Finalmente, la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009³, de 28 de diciembre, establece que, antes del 1 de diciembre de cada año, la Comisión remitirá una previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso del gas natural.

Los mandatos anteriores, implican establecer una previsión de demanda, ingresos y costes para el cierre del ejercicio en curso y para el ejercicio siguiente.

Teniendo en cuenta la disparidad de fechas y la necesidad de que la información proporcionada sea lo más coherente posible, esta Comisión ha optado por agrupar los citados mandatos en el presente informe.

En consecuencia, el objeto del presente informe es dar cumplimiento a los mandatos establecidos en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002 y la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009.

Para dar cumplimiento a los citados mandatos es necesario prever los valores de las distintas variables de facturación que influyen en la determinación de los

¹ Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

² Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas

³ 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.

ingresos y los costes correspondientes al ejercicio 2016 y 2017. En concreto, es necesario realizar previsiones sobre:

- Número de consumidores, caudal contratado y volumen de gas natural demandado, desagregado por peaje y tipo de contrato (largo y corto plazo).
- Capacidad contratada y cantidades de gas inyectadas y extraídas de los almacenamientos subterráneos (en adelante AA.SS.).
- Necesidades de regasificación, descarga de buques y almacenamiento de GNL asociadas al escenario de previsión considerado.
- Capacidad contratada en los puntos de entrada al sistema.

Por otra parte, se indica que los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2016 y para 2017 se han estimado aplicando a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2736/2015

Por último, la previsión de los costes para el cierre del ejercicio 2016 y para 2017 tienen en cuenta la retribución de las distintas actividades establecidas en la Orden IET/2736/2015, las retribuciones establecidas en las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas y la metodología de cálculo establecida en los Anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

2. Consideraciones previas

2.1. Información utilizada para confeccionar el escenario de demanda e ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2016 y para 2017

Como todos los años, el 13 de junio de 2016 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2016 y para 2017, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de peajes y cánones vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNMC, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se han contrastado las previsiones con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y con la información remitida por los agentes en aplicación de la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía (actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), de información para el mercado minorista español de gas natural.

Como resultado de dichas comprobaciones se detectaron diversas incoherencias en la información comunicada por los agentes. Dichas incoherencias fueron puestas en conocimiento de los agentes implicados, los cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial y/o justificación de las citadas previsiones.

En particular, durante dicho proceso se detectaron errores en la previsión del caudal contratado por peaje de acceso, en la previsión de demanda de determinadas variables, así como incoherencias en la información remitida aspectos que fue puesto en conocimiento de las empresas procediendo a subsanar dichos agentes los errores detectados.

2.2. Incertidumbre del ejercicio de previsión

El ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes y cánones se basan en determinadas previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

El ejercicio 2017 que se presenta en el presente informe presenta un elevado grado de incertidumbre derivado de diversos aspectos que dificultan la previsión de las variables de facturación. En particular, cabe destacar los siguientes:

Discrepancias entre los agentes sobre la evolución de la demanda

Para la elaboración del escenario de previsión para 2016 se utiliza la información aportada por el Gestor Técnico del Sistema (GTS), el Operador del Sistema (OS) y por las empresas transportistas y distribuidoras.

En relación con la previsión de funcionamiento de los ciclos combinados el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013, 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, establece que:

“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.”

En aplicación de lo anterior, el pasado 1 de septiembre de 2016, dichos agentes remitieron la información solicitada. No obstante, adicionalmente el GTS ha remitido un escenario de previsión de producción de ciclos combinados nacionales para el ejercicio 2017, que no coincide con el escenario más probable de previsión contenido en el citado informe conjunto.

Directiva sobre emisiones industriales

La Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) se ha transpuesto a la legislación española por medio de la Ley 5/2013, de 11 de junio, y del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

El citado reglamento de emisiones industriales regula los valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera, procedentes de las centrales de generación eléctrica con potencia térmica nominal igual o superior a 50 MW. Las nuevas grandes instalaciones de combustión, posteriores a la entrada en vigor de la Directiva 2010/75/UE, deben cumplir con los valores límite de emisión aplicables a partir de la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, mientras que las instalaciones de combustión anteriores lo deberán hacer a partir del 1 de enero de 2016. Para estas últimas, la Directiva y el Reglamento contemplan la posibilidad de que las instalaciones con entrada en funcionamiento antes del 27 de noviembre de 2003, si lo desean, puedan diferir el cumplimiento de los valores límite de emisión que establece la Directiva 2010/75/UE, acogiéndose a un Plan Nacional Transitorio (PNT) aplicable al periodo comprendido entre el 1 de enero del 2016 y el 1 de julio de 2020, sometiéndose a los requisitos que el plan establece.

En el PNT, tras vencer el plazo de 1 de octubre de 2015 para poder desistir de la declaración de acogerse a la opción por vida útil limitada realizada por algunas centrales de carbón, se encuentran incluidas las centrales peninsulares de carbón, excepto una de ellas que ha preferido la opción de vida útil limitada.

Por tanto, cada empresa propietaria de centrales de carbón deberá cumplir con los compromisos de emisiones de NOx aplicable al conjunto de sus centrales para el período 2016 hasta junio de 2020. La reducida producción de estas centrales durante el primer semestre del año 2016 originada por una fuerte participación de las energías renovables, ha motivado que durante este año no hayan existido limitaciones para cumplir con los compromisos de emisiones de NOx. Con respecto a 2017, teniendo en cuenta las inversiones que han cometido varias centrales de carbón durante 2016 en desnitrificación, no se estima que vaya a haber limitaciones de producción para cumplir con los compromisos. No obstante, se desconoce cuál podría ser la reducción de producción derivada de posibles indisponibles de

aquellas centrales que pudieran acometer nuevas inversiones en 2017. Así, estimando que algunos grupos adicionales pudieran llevar a cabo dichas inversiones en 2017, se estima una producción de las centrales de carbón de 35 TWh y 39 TWh en 2016 y 2017 respectivamente.

Cierre de instalaciones

Si bien en el informe conjunto elaborado por REE y ENAGÁS, no se hace referencia al cierre de ninguna central de generación, en la información remitida por el OS en respuesta a solicitud de información de esta Comisión para la tarifa eléctrica de 2017, señala que en los escenarios de cobertura de la demanda, coherentes con los escenarios del informe conjunto, ha considerado el cierre de un ciclo combinado del que el OS ha informado favorablemente, así como la indisponibilidad de largo plazo de los dos grupos de la central de ciclo combinado de Campo de Gibraltar que resulta de la ejecución de la sentencia de desmantelamiento de las líneas de evacuación de la planta, contemplada en los Autos dictados por la Sección 4ª del Tribunal Superior de Justicia de Andalucía de fecha 28 de diciembre de 2012 y 6 de noviembre de 2013 y autorizada por la DGPEM mediante Resolución de 25 de febrero de 2014.

Se indica que la extensión del cierre a nuevas centrales o la hibernación de algunas instalaciones de generación podrían tener un impacto sobre la capacidad contratada de las centrales de generación eléctrica, y en consecuencia sobre los ingresos y los costes previstos para 2017.

Asimismo, es importante señalar que sigue pendiente de desarrollo la normativa que regula la hibernación de centrales de generación.

Impacto del Real Decreto 948/2015

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, establece, entre otros aspectos la regulación del acceso de terceros a las instalaciones con acceso regulado del sistema gasista.

El Real Decreto 948/2015 supone una modificación profunda del régimen de contratación de capacidad establecido en el Real Decreto 949/2001, definiendo para ello (a) las instalaciones incluidas en régimen de acceso a terceros y los servicios ofertados en las mismas (b) los productos estándares de contratación de capacidad, (c) el mecanismo de contratación del acceso al Punto Virtual de Balance del sistema de gas natural y desde éste al consumidor final y (d) el procedimiento de asignación de capacidad.

En relación con lo anterior, cabe señalar que el Real Decreto 784/2015 introduce nuevos servicios (tales como el bunkering de GNL para las plantas de regasificación o el almacenamiento en el Punto Virtual de Balance y la Salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación para las instalaciones de transporte)

y nuevos productos estándares de contratación (tales como el producto intradiario y el producto trimestral) respecto a los actualmente vigentes para los que, a la fecha de elaboración de este informe, no se han definido, los correspondientes peajes junto con sus condiciones de aplicación⁴.

Adicionalmente, el citado Real Decreto establece un plazo hasta el 30 de noviembre de 2016 para la adaptación a los productos estándares de capacidad actuales de más de un año de duración y que continúen vigentes el de enero de 2017 a las condiciones del Real Decreto. Hasta dicha fecha, los sujetos con contrato de acceso en vigor podrán renunciar a su reserva de capacidad, total o parcialmente y sin coste, salvo en las interconexiones internacionales con el resto de países de la Unión Europea en las que no se podrá renunciar a la capacidad contratada. Transcurrido dicho periodo los contratos resultantes se considerarán vinculantes.

Estas modificaciones introducen un elemento de incertidumbre adicional a la inherente a todo ejercicio de previsión, dado que, a la fecha de elaboración del presente informe, se desconoce cómo modificarán los distintos agentes su operativa de contratación.

Al respecto cabe señalar que, con objeto minimizar el impacto de las modificaciones introducidas en el Real Decreto 948/2015 en el esquema de contratación para 2017 sobre las previsiones incluidas en el informe, se ha modificado el procedimiento de determinación de las capacidades contratadas de entrada al sistema habitualmente utilizado, adoptándose criterios más conservadores en la estimación de las capacidades contratadas tanto en los puntos de entrada como en los puntos de salida.

No obstante, se advierte de la elevada incertidumbre de los escenarios de demanda, capacidad y facturación previstos para el ejercicio 2017, aspecto que deberá ser tenido en cuenta en la correspondiente Orden de peajes.

Se indica que en la determinación de los ingresos previstos para el ejercicio 2017 se han aplicado los peajes y condiciones de facturación establecidas en la normativa vigente, sin tener en cuenta los nuevos productos y servicios introducidos en el Real Decreto 948/2015.

En consecuencia, el escenario de demanda, capacidad y facturación previsto para el ejercicio 2017 podría no representar un escenario válido a los efectos de determinar los peajes para el ejercicio 2017.

⁴ El artículo 92.5 de la Ley 34/1998 establece que el Gobierno establecerá la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las instalaciones gasistas.

2.3. Evolución de la actividad económica

Evolución de la actividad económica para 2016

De acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB del segundo trimestre de 2016 es del 0,8%, misma tasa a la registrada en el trimestre anterior, situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2016 en 3,2%, inferior en dos décimas a la registrada en el primer trimestre de 2016 (3,4%).

Por otra parte, según las previsiones de distintos agentes, para el tercer y cuarto trimestre del 2016 se espera un ritmo de crecimiento ligeramente inferior al registrado en los trimestres precedentes. En particular, según el Informe trimestral del Banco de España⁵, el crecimiento del PIB en el tercer trimestre se situaría en el 0,7%, una décima inferior al del trimestre anterior, mientras que la media de las previsiones de las entidades privadas⁶ sitúa las tasas de variación del tercer y cuarto trimestre de 2016 en el 0,6% y 0,5%, respectivamente.

Para el año 2016, se espera que el PIB aumente entre un 2,9% y un 3,2% (Banco de España 3,2%, CE 2,6%, FMI 3,2% y OCDE 2,8%), levemente superiores a las previsiones consideradas por el Gobierno (2,7%).

Evolución de la actividad económica para 2017

Para el año 2017, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 1,9% y el 2,6% (Banco de España 2,3; CE 2,6%, FMI 2,2% y OCDE 2,8%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2016 el PIB aumente un 3,0% respecto del 2015.

3. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2016 y para 2017

A continuación se presenta el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2016 y para 2017, así como las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo y capacidad contratada por punto de entrada al sistema. Los escenarios han sido elaborados teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, la información aportada por las empresas gasistas y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista. En el Anexo I del presente informe se describen detalladamente las hipótesis consideradas en su elaboración.

3.1. Previsión de demanda para el cierre de 2016

⁵ Véase http://www.bde.es/bde/es/secciones/informes/boletines/Boletin_economic/

⁶ Véase Panel de previsiones de la economía española, disponible en <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?Id=1>

En el Cuadro 1 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada registrada en el ejercicio 2015, según la información de la base de datos de liquidaciones y la previsión de la CNMC para el cierre del ejercicio 2016. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2016 se reducirá un 1,6% respecto de la demanda registrada en 2015, motivado por la reducción de la demanda prevista de los Grupo 1, 2, parcialmente compensando por un incremento de la demanda del Grupo 3, interrumpible y materia prima.

Coherentemente, se espera una reducción de la capacidad contratada del 5,2%, consecuencia de la reducción de la capacidad contratada por los consumidores en todos los grupos tarifarios, con la excepción de peaje 3.5 (que aumenta un 3,9%) y el peaje de materia prima (que se mantiene constante).

Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre de 2016

Grupo tarifario	2015 (SIFCO) (A)			Previsión de cierre 2016 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	116.474	99	557.987	109.411	99	505.365	-6,1%	-0,4%	-9,4%
Grupo 2	117.474	3.706	498.352	117.241	3.702	492.816	-0,2%	-0,1%	-1,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	37.304	146	152.642	36.524	147	147.458	-2,1%	0,6%	-3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.170	3.561	345.710	80.718	3.555	345.359	0,7%	-0,2%	-0,1%
Grupo 3	63.602	7.557.046	22.520	65.310	7.663.987	23.389	2,7%	1,4%	3,9%
3.1	10.326	4.472.416	-	10.940	4.571.581	-	5,9%	2,2%	-
3.2	26.319	3.015.685	-	25.921	3.022.033	-	-1,5%	0,2%	-
3.3	1.488	22.918	-	1.550	23.508	-	4,2%	2,6%	-
3.4	21.092	45.758	-	22.307	46.592	-	5,8%	1,8%	-
3.5	4.377	269	22.520	4.593	273	23.389	4,9%	1,4%	3,9%
Grupo interrumpible	-	-	-	31	0	125			
Materia prima	5.637	2	20.100	5.894	2	20.100	4,6%	0,0%	0,0%
GNL cliente final	10.693	-	-	11.030	-	-	3,2%	-	-
Total	313.880	7.560.854	1.098.960	308.918	7.667.790	1.041.795	-1,6%	1,4%	-5,2%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Al respecto, cabe señalar que se estima una reducción del 14,7% de la demanda destinada a generación eléctrica y un incremento del 1,5% de la demanda convencional (véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para el cierre de 2016

Volumen (GWh)	2015 (SIFCO) (A)			Previsión de cierre 2016 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	57.250	64.861	122.111	48.864	66.441	115.305	-14,6%	2,4%	-5,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	3.736	33.568	37.304	3.214	33.310	36.524	-14,0%	-0,8%	-2,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	166	80.004	80.170	89	80.660	80.749	-46,5%	0,8%	0,7%
P ≤ 4 bar	-	63.602	63.602	-	65.310	65.310		2,7%	2,7%
Total	61.151	242.036	303.187	52.166	245.722	297.888	-14,7%	1,5%	-1,7%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el cierre de 2016

Punto de Entrada	Año 2015 (SIFCO)			Previsión de cierre 2016			% variación previsión de cierre 2016 sobre 2015		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
TOTAL	312.632	1.142.016	75,0%	311.289	1.043.277	82%	-0,4%	-8,6%	9,0%
Conexión Internacional	187.320	662.461	77,5%	186.745	617.456	82,9%	-0,3%	-6,8%	7,0%
Tarifa GME	74.652	254.194	80,5%	74.652	218.197	93,7%	0,0%	-14,2%	16,5%
MEDGAZ	75.846	247.438	84,0%	76.604	250.600	83,7%	1,0%	1,3%	-0,3%
VIP Pirineos	36.817	160.816	62,7%	35.488	148.659	65,4%	-3,6%	-7,6%	4,3%
VIP Ibérico	5	13	98,6%	0	0		-100,0%	-100,0%	-100,0%
Desde planta de regasificación	124.577	476.870	71,6%	124.484	425.618	80,1%	-0,1%	-10,7%	12,0%
Barcelona	31.954	149.570	58,5%	32.001	120.236	72,9%	0,1%	-19,6%	24,6%
Cartagena	12.472	40.535	84,3%	10.022	33.111	82,9%	-19,6%	-18,3%	-1,6%
Huelva	24.413	79.961	83,6%	27.237	85.946	86,8%	11,6%	7,5%	3,8%
Bilbao	20.154	86.516	63,8%	17.304	62.023	76,4%	-14,1%	-28,3%	19,8%
Sagunto	21.207	75.337	77,1%	25.772	81.718	86,4%	21,5%	8,5%	12,0%
Mugaridos	14.378	44.952	87,6%	12.148	42.583	78,2%	-15,5%	-5,3%	-10,8%
Otros	735	2.685	75,0%	60	203	81,4%	-91,8%	-92,4%	8,5%
Marismas	56	164	93,1%	0	0		-100,0%	-100,0%	-100,0%
Poseidón	73	443	45,3%	71	304	63,6%	-3,6%	-31,3%	40,3%
Viura	544	1.893	78,7%	636	2.017	86,4%	16,9%	6,5%	9,8%
Madrid	62	185	92,4%	60	203	81,4%	-3,2%	9,9%	-12,0%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

3.2. Previsión de demanda para 2017

Análogamente, en el Cuadro 5 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada prevista por la CNMC para 2017. Se estima que la demanda del ejercicio 2017 alcanzará los 313,7 TWh, un 1,5% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2016, justificado, fundamentalmente, por el incremento de la demanda del grupo 1 y, en menor medida, del grupo 2 de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica, parcialmente compensado por la reducción de la demanda convencional de los consumidores del Grupo 3 (véase Cuadro 6).

Al respecto se indica que el incremento de la demanda de gas destinada a generación eléctrica previsto para 2017 (7%) está inducido porque se espera que el aumento de la demanda en el sector eléctrico sea cubierta mediante las tecnologías térmicas (carbón y gas natural).

Respecto de la capacidad contratada, considerando las incertidumbres derivadas del RD 948/2015, se ha optado, con carácter general, por mantener la capacidad contratada prevista para el cierre de 2016.

Cuadro 5. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para 2017

Grupo tarifario	Previsión de cierre 2016 (A)			Previsión 2017 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	109.411	99	505.365	113.095	99	505.365	3,4%	0,6%	0,0%
Grupo 2	117.241	3.702	492.816	118.279	3.701	483.441	0,9%	0,0%	-1,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	36.524	147	147.458	36.770	147	138.458	0,7%	0,0%	-6,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.718	3.555	345.359	81.508	3.555	344.984	1,0%	0,0%	-0,1%
Grupo 3	65.310	7.663.987	23.389	64.903	7.751.075	23.712	-0,6%	1,1%	1,4%
3.1	10.940	4.571.581	-	10.852	4.622.996	-	-0,8%	1,1%	
3.2	25.921	3.022.033	-	27.167	3.057.058	-	4,8%	1,2%	
3.3	1.550	23.508	-	1.494	23.714	-	-3,6%	0,9%	
3.4	22.307	46.592	-	20.737	47.030	-	-7,0%	0,9%	
3.5	4.593	273	23.389	4.654	276	23.712	1,3%	1,3%	1,4%
Grupo interruptible	31	0	125	145	1	500	363,4%	200,0%	300,0%
Materia prima	5.894	2	20.100	6.012	2	20.100	2,0%	0,0%	0,0%
GNL cliente final	11.030	-	-	11.251	-	-	2,0%	-	-
Total	308.918	7.667.790	1.041.795	313.685	7.754.879	1.033.118	1,5%	1,1%	-0,8%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Cuadro 6. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para 2017

Volumen (GWh)	Previsión de cierre 2016 (A)			Previsión 2017 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	48.864	66.441	115.305	52.245	66.862	119.107	6,9%	0,6%	3,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	3.214	33.310	36.524	3.460	33.310	36.770	7,7%	0,0%	0,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	89	80.660	80.749	95	81.558	81.653	7,7%	1,1%	1,1%
P ≤ 4 bar	-	65.310	65.310	-	64.903	64.903		-0,6%	-0,6%
Total	52.166	245.722	297.888	55.801	246.633	302.434	7,0%	0,4%	1,5%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

En el Cuadro 7 se presenta el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para 2017. Se observa que se espera una reducción del 14,6% de la capacidad contratada de regasificación, a pesar de que el volumen regasificado únicamente se reduce un 1,7%, consecuencia de considerar, con la información disponible en el momento de elaborar el presente informe, el impacto del Real Decreto 948/2015.

Cuadro 7. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para 2017

	Previsión de cierre 2016		Año 2017		% variación previsión 2016 sobre previsión cierre 2015				
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados			
Regasificación	411.369	124.484	351.264	122.325	-14,6%	-1,7%			
Barcelona	106.487	32.001	81.364	28.488	-23,6%	-11,0%			
Huelva	85.756	27.237	104.852	35.740	22,3%	31,2%			
Cartagena	32.463	10.022	19.084	7.207	-41,2%	-28,1%			
Sagunto	83.454	25.772	70.038	24.248	-16,1%	-5,9%			
Mugardos	42.583	12.148	27.107	9.861	-36,3%	-18,8%			
Bilbao	60.626	17.304	48.818	16.783	-19,5%	-3,0%			
Descarga de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques			
Barcelona	45	35.946	42	31.115	-7,3%	-13,4%			
Huelva	36	30.356	45	39.014	24,0%	28,5%			
Cartagena	14	12.478	12	9.697	-10,9%	-22,3%			
Sagunto	45	27.649	38	26.175	-14,3%	-5,3%			
Mugardos	15	14.435	13	12.190	-13,9%	-15,5%			
Bilbao	23	17.781	20	17.272	-14,7%	-2,9%			
Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 9.000 m3 de GNL)	Nº de buques	GWh trasvasados	Nº de buques	GWh trasvasados	Nº de buques	GWh trasvasados			
	2	1.330	0	0	-100,0%	-100,0%			
Puesta en frío	Nº de buques	GWh puesta en frío	Nº de buques	GWh puesta en frío	Nº de buques	GWh puesta en frío			
	2	25	0	0	-100,00%	-100,0%			
Carga en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas			
	40.222	11.955	41.448	12.286	3,05%	2,8%			
Almacenamiento de GNL	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)			
	14,83	6.100,249	14,68	5.158,123	-1,0%	-15,4%			
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos			
	22.520	6.540	7.426	21.774	9.388	5.534	-3,31%	43,5%	-25,5%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Finalmente, en el Cuadro 8 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema previstos para 2017.

Cuadro 8. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para 2016

Punto de Entrada	Previsión de cierre 2016			Año 2017			% variación 2017 sobre cierre 2016		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
TOTAL	311.289	1.043.277	82%	316.956	968.094	89,7%	1,8%	-7,2%	9,7%
Conexión Internacional	186.745	617.456	82,9%	194.560	616.626	86,4%	4,2%	-0,1%	4,3%
Tarifa GME	74.652	218.197	93,7%	76.908	218.197	96,6%	3,0%	0,0%	3,0%
MEDGAZ	76.604	250.600	83,7%	82.317	250.600	90,0%	7,5%	0,0%	7,5%
VIP Pirineos	35.488	148.659	65,4%	35.335	147.829	65,5%	-0,4%	-0,6%	0,1%
VIP Ibérico	0	0		0	0				
Desde planta de regasificación	124.484	425.618	80,1%	122.325	351.264	95,4%	-1,7%	-17,5%	19,1%
Barcelona	32.001	120.236	72,9%	28.488	81.364	95,9%	-11,0%	-32,3%	31,6%
Cartagena	10.022	33.111	82,9%	7.207	19.084	103,5%	-28,1%	-42,4%	24,8%
Huelva	27.237	85.946	86,8%	35.740	104.852	93,4%	31,2%	22,0%	7,6%
Bilbao	17.304	62.023	76,4%	16.783	48.818	94,2%	-3,0%	-21,3%	23,2%
Sagunto	25.772	81.718	86,4%	24.248	70.038	94,9%	-5,9%	-14,3%	9,8%
Mugardos	12.148	42.583	78,2%	9.861	27.107	99,7%	-18,8%	-36,3%	27,5%
Otros	60	203	81,4%	70	203	94,5%	16,1%	0,0%	16,1%
Marismas	0	0		0	0				
Poseidon	71	304	63,6%	72	304	64,9%	2,0%	0,0%	2,0%
Viura	636	2.017	86,4%	927	2.017	125,9%	45,7%	0,0%	45,7%
Madrid	60	203	81,4%	70	203	94,5%	16,1%	0,0%	16,1%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

4. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2016 y 2017

En este epígrafe se recoge la previsión de ingresos regulados para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para sendos años los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2736/2015⁷ y aplicando el artículo 66.b de la Ley 18/2014⁸ para el ejercicio 2017. Adicionalmente, se han considerado las siguientes hipótesis:

- **Plantas Satélite:** se han aplicado las condiciones de facturación establecidas en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/2445/2014.
- **Capacidad de regasificación:** se ha aplicado a la previsión de capacidad contratada en cada una de las plantas el factor de utilización de la capacidad contratada de cada planta registrado entre enero y junio de 2016, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y que se detallan en el Cuadro 9.

⁷ Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016

⁸ El artículo 66.b de la Ley 18/2014 establece que la cantidad a recuperar por el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010, se repercutirá de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción.

Cuadro 9. Utilización de la capacidad contratada de regasificación previstos para el cierre de 2016 y 2017

	Cierre 2016	Año 2017
Entrada desde planta de regasificación	92,9%	93,1%
Barcelona	90,8%	90,8%
Huelva	94,5%	94,5%
Cartagena	93,5%	93,5%
Sagunto	92,7%	92,7%
Mugaros	92,4%	92,4%
Bilbao	95,0%	95,0%

Fuente: CNMC

- **Reserva de capacidad:** para el cierre de 2016 se han considerado los factores de utilización reales registrados entre enero y junio de 2016 y el promedio de los factores de utilización para el periodo julio–diciembre de 2015, con la excepción de la entrada por Tarifa, que atendiendo a la información disponible se han considerado más representativos los registrados entre octubre y diciembre de 2015.

Para el ejercicio 2017, se han considerado para las entradas por gasoducto los mismos factores de utilización que los previstos para el cierre de 2016, con la excepción de la entrada por Madrid para la que se ha considerado un factor de utilización del 100%, y para las entradas desde plantas de regasificación los previstos para la actividad de regasificación.

Cuadro 10. Utilización de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte considerada para el Cierre de 2016 y 2017.

Punto de entrada	Cierre 2016	Año 2017
Entrada por conexión internacional	93,4%	93,4%
Tarifa GME	95,7%	95,7%
MEDGAZ	92,7%	92,7%
VIP Pirineos	91,3%	91,3%
VIP Ibérico		
Entrada por planta de regasificación	91,1%	93,1%
Barcelona	88,7%	90,8%
Huelva	91,7%	93,5%
Cartagena	94,2%	94,5%
Sagunto	92,7%	95,0%
Mugardos	90,3%	92,7%
Bilbao	89,8%	92,4%
Otros	98,7%	100,0%
Marismas		
Poseidon	91,0%	91,0%
Viura	99,4%	99,4%
Madrid	103,7%	100,0%
Total	92,5%	93,3%

Fuente: CNMC

- Capacidad facturada por grupo tarifario: se ha supuesto para la demanda destinada a la generación eléctrica el mismo factor de utilización que el registrado entre enero y junio de 2016 y para el resto de consumidores el registrado entre julio de 2015 y junio 2016, todo ello de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Adicionalmente, se indica que para los consumidores interrumpibles se han considerado los mismos factores de utilización que los aplicados a las tarifas firmes asociadas (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Factor de utilización del caudal contratado considerado en el escenario de facturación

Presión				Demanda destinada a generación eléctrica		Demanda Convencional	
Peaje	Volumen						
TOTAL GRUPO 1				85,9%		91,5%	
GRUPO 1				85,9%		91,5%	
P>60 bares	1.1	<200.000	MWh	97,8%		96,7%	
	1.2	<1.000.000		83,3%		90,5%	
	1.3	>1.000.000		86,4%		91,5%	
TOTAL GRUPO 2				85,0%		96,9%	
GRUPO 2				85,0%		96,4%	
16<P<60 bares	2.1	<500	MWh			102,1%	
	2.2	<5.000				109,7%	
	2.3	<30.000				109,2%	
	2.4	<100.000				97,5%	
	2.5	<500.000				97,6%	
	2.6	>500.000			85,0%		95,5%
GRUPO 2				214,3%		97,0%	
4<P<16 bares	2.1	<500	MWh	100,0%		105,6%	
	2.2	<5.000				120,8%	
	2.3	<30.000				105,3%	
	2.4	<100.000				95,7%	
	2.5	<500.000				95,2%	
	2.6	>500.000			572,0%		83,5%
TOTAL GRUPO 3						95,3%	
GRUPO 3							
	3.5	>30.000.000	MWh			95,3%	
PEAJE DE MATERIA PRIMA						91,8%	

Fuente: CNMC

- Demanda de corto plazo: esta Comisión teniendo, en cuenta tanto la información aportada por las empresas distribuidoras y transportistas como la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, ha estimado las variables de facturación y los ingresos asociados a los contratos de corto plazo para el cierre de 2016 y 2017⁹. Como resultado de lo anterior se estima que para reflejar las condiciones de facturación de dichos contratos es necesario incrementar la facturación del cierre de 2016 en 34 M€ y en 2017 en 50 M€. El incremento de la facturación se debe al previsible impacto del RD 948/2015.

En el Anexo II del presente informe se muestran con mayor grado de desagregación los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2016 y 2017.

⁹ Véase para mayor detalle el anexo I del presente informe.

4.1. Previsión ingresos para el cierre 2016

En el Cuadro 12 se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2016 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2736/2015. Cabe señalar que los ingresos netos por venta de condensados (975 miles de €), desbalances (3.989 miles €) y, Gas talón (6.130 miles de €) se corresponden con las previsiones remitidas por las empresas a efectos del cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/2692/2002.

Cuadro 12. Ingresos previstos 2016 resultado de facturar las variables de facturación previstas para el cierre de 2016 a los precios de la Orden IET/2736/2015.

	Ingresos previstos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes al escenario de demanda previsto CNMC (miles €)
Actividad de Regasificación (A)	213.419
Peaje de descarga de buques	11.892
Peaje de carga en cisternas	15.028
Peaje de regasificación	111.742
Almacenamiento GNL	72.142
Trasvase de GNL a buque	2.433
Puesta en frío	182
Almacenamiento Subterráneo (B)	113.637
Transporte y Distribución (C)	2.407.574
Reserva de Capacidad	130.319
Término de conducción	2.249.948
Peajes de exportaciones	27.307
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	2.734.630
Otros Ingresos regulados (E)	12.571
Ingresos por suministro a tarifa	1.478
Ingreso neto por venta de condensados	975
Ingresos por desbalances	3.989
Gas talón - Gas de Operación /Fianzas	6.130
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	2.747.200

Fuente: CNMC

En el Cuadro 13 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2016 según la Orden IET/2736/2015¹⁰ y los previstos por la CNMC. Se observa que los ingresos de peajes y cánones de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2016 resultan 202 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2736/2015, motivado, fundamentalmente, por una evolución del número de consumidores y de la demanda del Grupo 3 inferiores a los inicialmente previstos, y, en menor medida, por el menor número de operaciones de trasvase de GNL a buques y la menor capacidad contratada en los almacenamientos subterráneos respecto de los implícitos en la Orden IET/2736/2015.

Cuadro 13. Ingresos totales previstos en la Orden IET/2736/2015 para 2016 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2016

Ingresos regulados	Previsión 2016 Orden IET/2736/2015 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2016 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Actividad de Regasificación (A)	237.484	205.985	- 31.500	-13,3%
Peaje de descarga de buques	10.593	11.892	1.299	12,3%
Peaje de carga en cisternas	11.618	14.925	3.307	28,5%
Peaje de regasificación	112.898	104.411	- 8.487	-7,5%
Almacenamiento GNL	72.116	72.142	26	0,0%
Trasvase de GNL a buque	30.260	2.433	- 27.827	-92,0%
Puesta en frío	-	182	182	
Almacenamiento Subterráneo (B)	145.093	113.637	- 31.457	-21,7%
Transporte y Distribución (C)	2.524.368	2.381.195	- 143.173	-5,7%
Reserva de Capacidad	131.466	125.882	- 5.584	-4,2%
Término de conducción	2.371.560	2.228.006	- 143.554	-6,1%
Peajes de exportaciones	21.343	27.307	5.964	27,9%
Efectos contratación Corto Plazo (D)	30.000	33.813	3.813	12,7%
Actividad de Regasificación	16.000	7.434	- 8.566	-53,5%
Transporte y Distribución	14.000	26.379	12.379	88,4%
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	2.936.946	2.734.630	- 202.316	-6,9%
Otros Ingresos regulados (E)	10.361	12.571	2.210	21,3%
Ingresos por suministro a tarifa		1.478		
Ingreso neto por venta de condensados	1.500	975	- 525	-35,0%
Ingresos por desbalances	8.861	3.989	- 4.872	-55,0%
Gas talón - Gas de Operación /Fianzas		6.130		
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	2.947.307	2.747.200	- 200.107	-6,8%

Fuente: CNMC, Orden IET/2445/2014 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden

¹⁰ Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2016 según la Orden IET/2736/2015 son los considerados en la memoria que acompañó a la propuesta de Orden, con la excepción del peaje temporal de materia prima, cuya facturación se ha calculado aplicando los precios de la Orden IET/2736/2015 a las variables de facturación considerada en dicha memoria.

4.2. Previsión de ingresos para 2017

En el Cuadro 14 se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2017 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2736/2015 y el artículo 66.b de la Ley 18/2014.

Se indica que como mejor previsión de los ingresos por venta de condensados se ha considerado el importe previsto por las empresas para el cierre del ejercicio 2016.

No se han considerado ingresos por penalizaciones por desbalances de GNL en planta, AOC y EO, ni ingresos y costes derivados de la subasta de almacenamiento subterráneo debido a que en el momento de elaboración del presente informe su importe es desconocido o de difícil previsión.

Los ingresos previstos de peajes y cánones para 2017 se estiman en 2.725 M€, cifra inferior en 9,7 M€ (-0,4%) a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2016, sin tener en cuenta otros ingresos regulados. Esta reducción de ingresos está motivada por una previsión conservadora de las capacidades contratadas de regasificación y del almacenamiento de GNL, parcialmente compensada por un incremento de los ingresos procedentes del término de conducción del peaje de transporte y distribución.

Cuadro 14. Ingresos previstos para 2017 resultado de facturar las variables de facturación previstas para 2017 a los precios de la Orden IET/2736/2015, considerando el artículo 66.b de la Ley 18/2014.

Ingresos regulados	Previsión de cierre 2016 (miles €) [1]	Previsión 2017 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Actividad de Regasificación (A)	213.419	192.753	- 20.666	-9,7%
Peaje de descarga de buques	11.892	11.808	- 83	-0,7%
Peaje de carga en cisternas	15.028	15.128	100	0,7%
Peaje de regasificación	111.742	104.817	- 6.926	-6,2%
Almacenamiento GNL	72.142	61.000	- 11.142	-15,4%
Trasvase de GNL a buque	2.433	-	- 2.433	-100,0%
Puesta en frío	182	-	- 182	-100,0%
Almacenamiento Subterráneo (B)	113.637	110.407	- 3.229	-2,8%
Transporte y Distribución (C)	2.407.574	2.421.751	14.177	0,6%
Reserva de Capacidad	130.319	130.483	164	0,1%
Término de conducción	2.249.948	2.264.444	14.496	0,6%
Peajes de exportaciones	27.307	26.824	- 483	-1,8%
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	2.734.630	2.724.911	- 9.718	-0,4%
Otros Ingresos regulados (E)	12.571	975	- 11.596	-92,2%
Ingresos por suministro a tarifa	1.478	-	-	-
Venta de Condesados	975	975	- 0	0,0%
Ingresos por desbalances	3.989	-	- 3.989	-100,0%
Gas talón - Gas de Operación /Fianzas	6.130	-	-	-
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	2.747.200	2.725.886	- 21.315	-0,8%

Fuente: CNMC

5. Previsión de costes para el cierre del ejercicio 2016 y 2017

5.1. Previsión de costes para el cierre 2016

En el Cuadro 15 se comparan los costes regulados previstos para 2016, según la Orden IET/2736/2015 y la información que acompañó a la propuesta de Orden, y la previsión de cierre del ejercicio, elaborada teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC y las siguientes hipótesis.

- La estimación de la retribución de las distintas actividades tiene en cuenta las retribuciones establecidas en la Orden IET/2736/2015 que se deben recuperar con cargo a los peajes y cánones del ejercicio 2016. No se incluyen, por tanto, las retribuciones a recuperar con cargo a las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2014 y 2015.

Adicionalmente, se han considerado las retribuciones establecidas en las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas publicadas y previstas a la fecha de elaboración del presente informe.

- Las retribuciones variables resultan de aplicar, respectivamente, los costes unitarios establecidos en la Orden IET/2736/2015 a los volúmenes de regasificación, carga en cisternas, trasvase de GNL a buques y de puesta en frío de buques previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio (véase epígrafe 3.1).
- Impacto de la ejecución de la Sentencia de la Audiencia Nacional de fecha 22 de enero de 2014, relativa a los peajes de transporte facturados a BBE por BBG, que supone un menor ingreso de 16.630,28 miles de euros.
- Los costes asociados al suministro de los gases manufacturados en los territorios insulares se obtienen de aplicar los valores indicados en la Orden IET/2736/2015 a los volúmenes del suministro a tarifa previstos para el cierre del ejercicio.

Según dichas hipótesis, los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2016 (2.943 M€) son 26 M€ inferiores (-0,9%) a los previstos en la Orden IET/2736/2015 (2.968 M€), consecuencia de unos menores costes asociados al gas de operación y talón (motivado por un menor volumen al inicialmente previsto y un menor precio al implícito en la previsión) y de una menor anualidad del déficit 2014 (la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden consideraba dos mensualidades en la anualidad correspondiente al déficit 2014, mientras que únicamente se ha liquidado una mensualidad).

Cuadro 15. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2016 y los costes previstos en la Orden IET/2736/2015

Costes regulados	Previsión 2016 Orden IET/2736/2015 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2016 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución de regasificación	430.398	428.773	- 1.625	-0,4%
Retribución reconocida	403.535	404.814	1.278	0,3%
Retribución pendiente	1.165		- 1.165	-100,0%
Retribución variable	25.698	23.960	- 1.738	-6,8%
Retribución de AA.SS	132.543	119.682	- 12.862	-9,7%
Retribución fija	69.049	119.584	50.535	73,2%
Retribución pendiente	63.221		- 63.221	-100,0%
Costes Liquidables por Condensados	274	97	- 176	-64,4%
Retribución de transporte	832.033	827.707	- 4.326	-0,5%
Retribución fija	826.593	827.707	1.114	0,1%
Retribución pendiente	5.440		- 5.440	-100,0%
Retribución de distribución	1.344.811	1.340.440	- 4.371	-0,3%
Retribución Distribución	1.334.811	1.334.811	0	0,0%
Retribución Específica Distribución	10.000	5.629	- 4.371	-43,7%
Costes de gas de operación y NMLL	27.891	14.055	- 13.836	-49,6%
GTS	23.966	23.966	-	0,0%
Tasa CNMC y MINETUR	4.135	4.090	- 45	-1,1%
Anualidad Hibernación Musel	23.606	23.606	- 0	0,0%
Hibernación Castor	96.383	96.383	0	0,0%
Suministro a Tarifas	100	103	3	2,8%
Anualidades déficit	15.245	8.403	- 6.843	-44,9%
Acumulado a 31-dic-2014	15.245	7.857	- 7.389	-48,5%
Desajustes Temporales 2015-2020	-	546	546	
Laudo Paris	34.332	34.332	- 0	0,0%
Operador del Mercado	2.980	2.980	-	0,0%
Total costes acceso (A)	2.968.424	2.924.519	- 43.905	-1,5%
Otros ingresos (-) o costes regulados (+) (B)	-	18.185	18.185	
Retribución saldo desvío definitivo años anteriores		- 54	- 54	
Coste de adquisición del gas		1.150	1.150	
Coste tasas e impuestos no deducibles		458	458	
Sentencias		16.630	16.630	
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	2.968.424	2.942.704	- 25.720	-0,9%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2736/2015 y memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso para 2017.

5.2. Previsión de desvío para el cierre 2016 (mandato Orden ECO/2692/2002)

En el Cuadro 16 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2016. Según dicho escenario de previsión en 2016 se produciría un desajuste negativo estimado en 195,5 M€, consecuencia de una reducción de los ingresos del 6,4% y de los costes del 0,9% sobre los previstos.

Cuadro 16. Previsión del desvío de ingresos y costes para el cierre de 2016 de la Orden IET/236/2015 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema	Previsión 2016 Orden IET/2736/2015 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2016 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	2.934.747	2.747.200	- 187.547	-6,4%
<i>Ingresos por peajes y cánones</i>	<i>2.924.386</i>	<i>2.734.630</i>	<i>- 189.757</i>	<i>-6,5%</i>
<i>Otros ingresos regulados</i>	<i>10.361</i>	<i>12.571</i>	<i>2.210</i>	<i>21,3%</i>
Costes regulados (B)	2.968.424	2.942.704	- 25.720	-0,9%
<i>Costes de acceso</i>	<i>2.968.424</i>	<i>2.924.519</i>	<i>- 43.905</i>	<i>-1,5%</i>
<i>Otros costes regulados</i>	<i>-</i>	<i>18.185</i>	<i>18.185</i>	
Desajuste de actividades reguladas (A) - (B)	- 33.676	- 195.503	- 161.827	480,5%

Fuentes: CNMC, Orden IET/236/2015 y memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso para 2016.

5.3. Costes previstos para 2017 y propuesta de retribución para las actividades reguladas (Mandato Art. 63 y 64 Ley 18/2014 y D.A. 2ª Real Decreto 326/2008)

En el Cuadro 17 se comparan los costes de acceso previstos para 2017 con los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio en la Orden IET/2735/2015 y por la CNMC. En los Anexos III, IV, V, VI del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes regulados previstos para 2017 ascienden a 2.935,8 M€, un 0,4% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2016, debido, fundamentalmente, al aumento de las anualidades para la recuperación de los desajustes correspondientes a ejercicios anteriores, parcialmente compensado por la disminución de la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución.

En caso de no considerar las anualidades, los costes regulados de acceso previstos para 2017 se reducen un 2,3% (-67,6 M€) respecto de los previstos para el cierre de 2016, debido, por una parte, a que hay instalaciones puestas en servicio que han llegado al final de su vida útil retributiva, a una reducción de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), en su conjunto, por menor demanda de la prevista, y a la reducción de la retribución de la actividad de distribución consecuencia del reajuste de la demanda de los ejercicios 2015 y 2016, inferiores a las implícitas en la retribución inicial.

Cuadro 17. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2016 y 2017

Costes regulados	Previsión CNMC cierre 2016 (miles €) [1]	Previsión CNMC 2017 (miles €) [2]	Diferencia [2] - [1] (miles de €)	Tasa de variación [2] sobre [1]
<i>Retribución de regasificación</i>	428.773	400.909	- 27.865	-6,5%
<i>Retribución de AA.SS</i>	119.682	119.926	244	0,2%
<i>Retribución de transporte</i>	827.707	814.119	- 13.589	-1,6%
<i>Retribución de distribución</i>	1.340.440	1.305.782	- 34.658	-2,6%
<i>Costes de gas de operación y NMLL</i>	14.055	23.010	8.955	63,7%
<i>GTS</i>	23.966	23.966	-	0,0%
<i>Tasa CNMC y MINETUR</i>	4.090	3.821	- 269	-6,6%
<i>Hibernación Musel</i>	23.606	23.606	0	0,0%
<i>Hibernación Castor</i>	96.383	96.383	- 0	0,0%
<i>Suministro a Tarifas</i>	103	100	- 3	-2,8%
<i>Anualidades déficit</i>	8.403	87.285	78.882	938,8%
Acumulado a 31-dic-2014	7.857	77.431	69.574	885,5%
Desajustes 2015	546	6.424	5.878	1076,8%
Desajustes 2016		3.430		
<i>Laudo Paris</i>	34.332	33.938	- 393	-1,1%
<i>Operador del Mercado</i>	2.980	2.980	-	0,0%
Total costes acceso	2.924.519	2.935.823	11.305	0,4%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2736/2015 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

En los siguientes epígrafes se recoge la propuesta de retribución de las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte y distribución conforme a los mandatos establecidos en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014 y D.A. 2ª Real Decreto 326/2008.

La Propuesta de retribución de las actividades reguladas del sector gas natural para el año 2017 ha sido calculada de manera homogénea y acorde con las disposiciones aplicables, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 16.1 y 20.2 del Real Decreto 949/2001, en los Anexos X y XI de la Ley 18/2014.

Además, en la Propuesta se han tenido en cuenta tanto las operaciones societarias de compra venta de activos materializadas hasta la fecha del presente informe, como la información técnica y económica asociada a aquellas instalaciones que han sido incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo, o cuya solicitud de inclusión haya sido informada por esta Comisión.

En el caso de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, los cálculos se han realizado instalación a instalación, tal y como indica el artículo 16.1 del Real Decreto 949/2001, teniendo en cuenta el momento de la puesta en servicio de cada una de estas instalaciones.

Los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento utilizados para 2017 han sido, en aplicación del último párrafo del Artículo 60.2 de

la Ley 18/2014¹¹, los publicados en la Orden Ministerial IET/2446/2013, en sus Anexos V, VI y VI, para las actividades de transporte, almacenamiento subterráneo y regasificación (el Anexo III de este documento recopila los valores citados).

Para determinar la retribución anual que, por cada actividad regulada, le corresponde a cada compañía transportista se ha agregado la retribución de todas las instalaciones de las que son titulares.

Por su parte, la retribución de la actividad de distribución se ha determinado para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, tal y como indica el artículo 20.2 del Real Decreto 949/2001.

En los epígrafes Anexos VII, VIII, XI se recoge para las actividades de Regasificación, Almacenamiento Subterráneo y Transporte, el detalle individualizado de la retribución de cada una de las instalaciones consideradas; y en el Anexo X la información sobre las cantidades asignadas, pagadas y pendientes de pago de los proyectos con retribución específica de distribución.

Finalmente, en el epígrafe 5.3.8 se presenta una propuesta de medidas relativas a la retribución a implementar en la futura Orden Ministerial.

5.3.1. Retribución de la actividad de regasificación

En el Cuadro 18 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas por la actividad de regasificación. La información a publicar es:

- El valor de la actualización de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2015 y 2016, así como el valor de la RCS correspondiente a 2017
- El reparto entre empresas de la RCS de 2017, y las correcciones del reparto de la RCS de 2015 y 2016 por tener una mejor información sobre el volumen de gas regasificado en 2014 y 2015 (dato reales) y 2016 (previsión cierre).
- El valor de la RD de 2017 excluidos los costes O&M Variables, la RF_{NMLL} de 2017, y la cantidad total a reconocer una vez adicionados la RCS 2017 y los pagos únicos asociados a las correcciones descritas.

En el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución reconocida recogida en el Cuadro 18, las previsiones, bajo el criterio de devengo, de las retribuciones pendientes de reconocer asociadas a instalaciones y gas talón de regasificación, las previsiones de retribución por costes variables de operación y mantenimiento

¹¹ “Durante el periodo regulatorio no se podrá modificar la tasa de retribución financiera ni se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, incluyendo los costes unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y cualquier otro precio o tarifa por la prestación de servicios asociados al suministro de gas natural regulado por la Administración General del Estado”

para 2017, y la previsión de coste de gas de operación para la actividad de regasificación.

Por su parte, en el Anexo VII se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada.

Cuadro 18. Detalle de la Retribución 2017 por la Act. de regasificación a publicar en BOE

Actualización de la retribución por continuidad de suministro (RCS) de 2015 y 2016, y calculo de la correspondiente a 2017

Actualización del RCS₂₀₁₅

En GWh			2º Cálculo RCS ₂₀₁₅		3º Cálculo RCS ₂₀₁₅	
Gas Regasificado	1º Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
2014	100.257,847	Previsión Cierre	99.938,109	Real	99.938,109	Real
2015	107.843,699	Estimación	125.716,574	Previsión Cierre	130.478,999	Real
ΔDT	0,075663426		0,257944295		0,305598039	
RCS₂₀₁₄	48.211.976,00 €		48.211.976,00 €		48.211.976,00 €	
f ^A	0,97		0,97		0,97	
1+ΔDT	1,075663426		1,257944295		1,305598039	
RCS₂₀₁₅	50.304.063,49 €		58.828.540,741 €		61.057.097,464 €	

Actualización del RCS₂₀₁₆

En GWh			2º Cálculo RCS ₂₀₁₆	
Gas Regasificado	1º Cálculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato	RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
2015	125.716,574	Previsión Cierre	130.478,999	Real
2016	127.212,431	Estimación	131.556,274	Previsión Cierre
ΔDT	0,011898643		0,008256311	
RCS₂₀₁₅	58.828.540,74 €		61.057.097,46 €	
f ^A	0,97		0,97	
1+ΔDT	1,011898643		1,008256311	
RCS₂₀₁₆	57.742.664,94 €		59.714.367,728 €	

Calculo RCS₂₀₁₇

En GWh		
Gas Regasificado	1º Cálculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
2016	131.556,274	Previsión Cierre
2017	129.539,643	Estimación
ΔDT	-0,015329042	
RCS₂₀₁₆	59.714.367,73 €	
f ^A	0,97	
1+ΔDT	0,984670958	
RCS₂₀₁₇	57.035.033,57 €	

Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro en 2017

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2017	RCS 2017
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.829.703.192,79	1.760.940.984,93	57,20%	32.623.530,03
BBG	458.620.651,91	439.430.858,45	14,27%	8.140.980,27
Reganosa	322.926.239,50	354.290.110,07	11,51%	6.563.646,45
Planta de Regasificación de Sagunto, S.J	627.476.097,74	523.954.250,60	17,02%	9.706.876,82
Total General	3.238.726.181,94	3.078.616.204,06	100%	57.035.033,57

Corrección Reparto RCS 2015

En Euros	Valor Reposición	O IET/2736/2015		Nuevo Cálculo		RCS 2015	Ajuste RCS ₂₀₁₅ [1]
		α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015		
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	33.649.400,12	1.760.940.984,93	57,2%	34.924.114,67	1.274.714,55
BBG	439.430.858,45	14,3%	8.396.979,18	439.430.858,45	14,3%	8.715.075,53	318.096,36
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	6.770.044,98	354.290.110,07	11,5%	7.026.509,43	256.464,45
Planta de Regasificación de Sagunto, S.J	523.954.250,60	17,0%	10.012.116,46	523.954.250,60	17,0%	10.391.397,83	379.281,37
Total General	3.078.616.204,06	100%	58.828.540,74	3.078.616.204,06	100%	61.057.097,46	2.228.556,72

Corrección Reparto RCS 2016

En Euros	Valor Reposición	O IET/2736/2015		Nuevo Cálculo		RCS 2016	Ajuste [2]
		α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016		
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	33.028.288,86	1.760.940.984,93	57,2%	34.156.085,25	1.127.796,39
BBG	439.430.858,45	14,3%	8.241.985,08	439.430.858,45	14,3%	8.523.419,01	281.433,93
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	6.645.081,35	354.290.110,07	11,5%	6.871.986,80	226.905,45
Planta de Regasificación de Sagunto, S.J	523.954.250,60	17,0%	9.827.309,65	523.954.250,60	17,0%	10.162.876,67	335.567,02
Total General	3.078.616.204,06	100%	57.742.664,94	3.078.616.204,06	100%	59.714.367,73	1.971.702,79

Retribución por disponibilidad 2017 y cantidad total a reconocer excluidos costes O&M Variables

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2017	RCS 2017	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	178.423.305,87	32.623.530,03	876.982,16	211.923.818,07	2.402.510,94	214.326.329,01
BBG	39.638.679,51	8.140.980,27	192.873,71	47.972.533,49	599.530,28	48.572.063,77
Reganosa	36.494.873,89	6.563.646,45	130.257,76	43.188.778,10	483.369,90	43.672.148,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.J	58.673.581,45	9.706.876,82	125.767,63	68.506.225,90	714.848,39	69.221.074,29
Total	313.230.440,73	57.035.033,57	1.325.881,25	371.591.355,56	4.200.259,51	375.791.615,07

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2. Retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo

En el Cuadro 19 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas por la actividad de AA.SS. La información a publicar es:

- El valor de la actualización de la RCS de 2015 y 2016, así como el cálculo de la RCS correspondiente a 2017
- El reparto entre empresas de la RCS de 2017.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2014 por haber sido incluidas en el régimen retributivo de forma definitiva instalaciones que fueron puestas en servicio en 2012 o antes (Instalaciones y gas colchón del AASS de Yela e Instalaciones en el AASS de Serrablo).
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2015 y 2016 por la inclusión en el régimen retributivo de nuevas instalaciones con puesta en servicio en 2012 y por tener una mejor información sobre el volumen de gas almacenado en 2014 y 2015 (datos reales) y 2016 (previsión cierre).
- El valor de la RD de 2016 excluidos los costes de O&M provisionales, y la cantidad total a reconocer una vez adicionados la RCS 2016 y los pagos únicos asociados a las correcciones descritas.
- Los costes de O&M provisionales de los AASS en servicio.
- La cantidad a minorar durante 30 años en aplicación de la Disposición Adicional 7ª de la Orden ITC/3802/2008¹²

En el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución reconocida recogidos en el Cuadro 19, las previsiones, bajo el criterio de devengo, de las retribuciones por costes de inversión pendientes de reconocer asociadas a instalaciones y gas colchón de AASS, las previsiones de retribución por costes de operación y mantenimiento pendientes de reconocer, y la previsión de coste de gas de operación para la actividad de almacenamiento subterráneo.

Por su parte, en el Anexo VIII se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada.

¹² La Disposición Adicional 7ª estableció que ENAGAS, S.A., vería minorada durante 30 años la retribución por la actividad de almacenamiento subterráneo por la parte proporcional de la diferencia que hubo durante los años 2007 y 2008 entre la retribución provisional percibida por ENAGAS, S.A. y la retribución definitiva de sus instalaciones de almacenamiento subterráneo básico. A día de hoy, la cantidad pendiente de devolver es de 16.927.896 €, correspondientes a 24 deducciones de 705.329 € a aplicar en los ejercicios de 2016 a 2039, ambos incluidos.

5.3.3. Retribución de la actividad de transporte

En el Cuadro 20 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas por la actividad de transporte.

La información que es necesaria publicar es:

- El valor de la actualización de la RCS de 2015 y 2016, así como el cálculo de la RCS correspondiente a 2017
- El reparto entre empresas de la RCS de 2017.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2014 por no haberse tenido en cuenta en el último cálculo el valor de reposición correcto de la Posición de doble trampa de rascadores Q-09 en el gasoducto Yela – Villar de Arnedo, puesta en servicio e incluida en el régimen retributivo desde 2012.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2015 y 2016 por la inclusión en el régimen retributivo de nuevas instalaciones y por tener una mejor información sobre demanda de gas suministrada por la red de transporte en 2014 y 2015 (datos reales) y 2016 (previsión cierre).
- La retribución a cuenta a reconocer a las instalaciones de transporte puestas en servicio desde diciembre de 2015 que deben ser incluidas en el régimen retributivo por la próxima Orden Ministerial
- La RD de 2016, la RF_{NMLL} de 2016, y la cantidad total a reconocer una vez adicionados la RCS 2016 y los pagos únicos asociados a las correcciones descritas

Al objeto de facilitar la aplicación por el Sistema de Liquidaciones, la Retribución Anual y sus componentes (RD, RCS y RF_{NMLL}) se desglosan entre:

- Retribución del año 2017 correspondiente a activos cuya liquidación se realiza de forma proporcional a los días del periodo de liquidación (Instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008).
- Retribución del año 2017 correspondiente a activos cuya liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008 (Instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2008).

En el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución reconocida recogidas en el Cuadro 20, las previsiones, bajo el criterio de devengo, de las retribuciones por empresa transportista pendientes de reconocer asociadas a instalaciones y gas de nivel mínimo de llenado de transporte, y la previsión de coste de gas de operación para la actividad de transporte. Por su parte, en el Anexo IX se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada

Cuadro 20. Detalle de la Retribución 2017 por la actividad de transporte a publicar en BOE

Actualización de la retribución por continuidad de suministro (RCS) de 2015 y 2016, y cálculo de la correspondiente a 2017

Actualización del RCS₂₀₁₅

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
2014	297.041,562	Previsión Cierre
2015	299.398,475	Estimación
Δ DT	0,007934623	

2 ^o Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
290.663,792	Real
301.665,624	Previsión Cierre
0,037850715	

3 ^o Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
290.663,792	Real
302.515,930	Real
0,040776108	

RCS ₂₀₁₄	233.164.337,00 €
f ^A	0,97
1+ Δ DT	1,007934623
RCS ₂₀₁₅	227.963.975,87 €

233.164.337,00 €
0,97
1,037850715
234.730.080,65 €

233.164.337,00 €
0,97
1,040776108
235.391.715,05 €

Actualización del RCS₂₀₁₆

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
2015	301.665,624	Previsión Cierre
2016	305.888,994	Estimación
Δ DT	0,014000168	

2 ^o Cálculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
302.515,930	Real
296.983,092	Previsión Cierre
-0,018289410	

RCS ₂₀₁₅	234.730.080,65 €
f ^A	0,97
1+ Δ DT	1,014000168
RCS ₂₀₁₆	230.875.850,98 €

235.391.715,05 €
0,97
0,981710590
224.153.943,28 €

Cálculo RCS₂₀₁₇

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
2016	296.983,092	Previsión Cierre
2017	301.421,668	Estimación
Δ DT	0,014945550	

RCS ₂₀₁₆	224.153.943,28 €
f ^A	0,97
1+ Δ DT	1,014945550
RCS ₂₀₁₇	220.678.925,83 €

Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro en 2017

En Euros	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)			Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)			Total RCS 2017
	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,67	53,9%	118.923.882,35	2.524.670.196,33	30,0%	66.227.963,88	185.151.846,22
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	127.524.132,16	1,5%	3.345.254,22	124.468.294,30	1,5%	3.265.092,49	6.610.346,71
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.299.597,24	0,0%	34.091,45	58.499.774,05	0,7%	1.534.584,96	1.568.676,42
Cegas, S.A.	19.223.760,91	0,2%	504.283,90	21.662.961,28	0,3%	568.269,80	1.072.553,70
Gas Andalucía S.A.	1.238.746,60	0,0%	32.495,20	35.045.174,48	0,4%	919.316,33	951.811,53
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	13.461.891,93	0,2%	353.136,70	28.067.145,36	0,3%	736.266,42	1.089.403,12
Reganosa	50.514.787,36	0,6%	1.325.120,21	22.198.238,85	0,3%	582.311,37	1.907.431,58
Gas Extremadura Transporte, S.L.	29.141.442,46	0,3%	764.447,73	39.295.393,61	0,5%	1.030.809,45	1.795.257,18
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,2%	423.263,88	235.316.007,92	2,8%	6.172.885,51	6.596.149,39
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,2%	2.704.862,86	189.541.747,74	2,3%	4.972.120,34	7.676.983,20
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	5.512.249,80	0,1%	144.599,12	0,00	0,0%	0,00	144.599,12
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	178.531.140,76	2,1%	4.683.286,54	19.712.409,72	0,2%	517.102,30	5.200.388,83
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,0%	0,00	14.571.095,52	0,2%	382.233,68	382.233,68
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,0%	0,00	20.251.547,63	0,2%	531.245,14	531.245,14
Total	5.079.181.303,39	60,4%	133.238.724,16	3.333.299.986,80	39,6%	87.440.201,67	220.678.925,83

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 20. Detalle de la Retribución 2017 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)

Corrección Reparto RCS 2014

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₄ Prorata 180 días [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.010.699.640,83	85,2073%	198.673.016,60	7.013.075.440,07	85,2116%	198.682.973,16	4.910,08
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,0627%	7.141.098,34	251.992.426,47	3,0618%	7.139.036,93	-1.016,58
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	24.957.186,86	0,3033%	707.250,32	24.957.186,86	0,3032%	707.046,16	-100,68
Cegas, S.A.	40.886.722,19	0,4969%	1.158.670,16	40.886.722,19	0,4968%	1.158.335,69	-164,95
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,4410%	1.028.233,48	36.283.921,08	0,4409%	1.027.936,67	-146,38
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,5047%	1.176.872,44	41.529.037,29	0,5046%	1.176.532,70	-167,54
Reganosa	72.713.026,21	0,8837%	2.060.581,25	72.713.026,21	0,8835%	2.059.986,42	-293,34
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,8318%	1.939.400,26	68.436.836,06	0,8315%	1.938.840,41	-276,09
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	5.512.249,80	0,0670%	156.209,12	5.512.249,80	0,0670%	156.164,03	-22,24
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	182.410.399,15	2,2170%	5.169.245,03	182.410.399,15	2,2164%	5.167.752,82	-735,88
Redexis Gas, S.A.	259.420.159,43	3,1530%	7.351.589,47	259.420.159,43	3,1521%	7.349.467,30	-1.046,55
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.152.299,81	2,4083%	5.615.347,56	198.152.299,81	2,4076%	5.613.726,60	-799,38
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,1711%	412.923,62	14.571.095,52	0,1770%	412.804,42	-58,78
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2461%	573.899,37	20.251.547,63	0,2461%	573.733,70	-81,70
Total	8.227.816.548,35	100,0000%	233.164.337,02	8.230.192.347,59	100,0%	233.164.337,02	0,00

(1) el importe reconocido por la O. IET/2445/2014 lo cobró GNT, anterior titular de los activos.

Corrección Reparto RCS 2015

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₅ [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.032.575.537,96	84,3678%	198.036.648,74	7.034.951.337,20	84,3723%	198.605.340,02	568.691,28
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,0231%	7.096.082,42	251.992.426,47	3,02222%	7.114.056,53	17.974,11
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	53.988.660,15	0,6477%	1.520.315,47	53.988.660,15	0,64750%	1.524.166,37	3.850,90
Cegas, S.A.	40.886.722,19	0,4905%	1.151.366,16	40.886.722,19	0,49037%	1.154.282,51	2.916,35
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,4353%	1.021.751,71	36.283.921,08	0,43516%	1.024.339,77	2.588,06
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,4982%	1.169.453,69	41.529.037,29	0,49807%	1.172.415,87	2.962,18
Reganosa	72.713.026,21	0,8723%	2.047.591,81	72.713.026,21	0,87207%	2.052.778,27	5.186,46
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,8210%	1.927.174,71	68.436.836,06	0,82078%	1.932.056,17	4.881,46
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	5.512.249,80	0,0661%	155.224,42	5.512.249,80	0,06611%	155.617,60	393,18
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	206.066.865,89	2,4721%	5.802.823,07	206.066.865,89	2,47142%	5.817.521,41	14.698,34
Redexis Gas, S.A.	292.653.579,28	3,5109%	8.241.096,57	292.653.579,28	3,50988%	8.261.970,97	20.874,39
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.152.299,81	2,3772%	5.579.949,65	198.152.299,81	2,37650%	5.594.083,45	14.133,80
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,1748%	410.320,65	14.571.095,52	0,17476%	411.359,97	1.039,32
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2430%	570.281,64	20.251.547,63	0,24288%	571.726,13	1.444,49
Total	8.335.613.805,36	100,0%	234.730.080,70	8.337.989.604,60	100,0%	235.391.715,03	661.634,33

(1) el importe reconocido por la O. IET/2445/2014 lo cobró GNT, anterior titular de los activos.

Corrección Reparto RCS 2016

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₆ [3]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.055.780.915,76	84,1395%	194.257.784,07	7.058.156.715,00	84,1440%	188.612.074,04	-5.645.710,03
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,0050%	6.937.784,92	251.992.426,47	3,0041%	6.733.884,80	-203.900,12
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.371,29	0,7131%	1.646.379,55	59.799.371,29	0,7129%	1.597.992,77	-48.386,78
Cegas, S.A.	40.886.722,19	0,4876%	1.125.681,78	40.886.722,19	0,4874%	1.092.598,23	-33.083,55
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,4327%	998.958,76	36.283.921,08	0,4326%	969.599,56	-29.359,20
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,4952%	1.143.365,83	41.529.037,29	0,4951%	1.109.762,52	-33.603,31
Reganosa	72.713.026,21	0,8671%	2.001.914,67	72.713.026,21	0,8669%	1.943.078,79	-58.835,87
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,8161%	1.884.183,80	68.436.836,06	0,8159%	1.828.808,03	-55.375,77
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	5.512.249,80	0,0657%	151.761,72	5.512.249,80	0,0657%	147.301,46	-4.460,25
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	227.158.577,82	2,7088%	6.254.066,34	227.158.577,82	2,7081%	6.070.260,58	-183.805,76
Redexis Gas, S.A.	292.653.579,28	3,4899%	8.057.256,37	292.653.579,28	3,4889%	7.820.455,21	-236.801,16
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.243.550,48	2,3640%	5.457.985,90	198.243.550,48	2,3634%	5.297.576,78	-160.409,12
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,1738%	401.167,32	14.571.095,52	0,1737%	389.377,10	-11.790,22
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2415%	557.559,94	20.251.547,63	0,2414%	541.173,36	-16.386,58
Total	8.385.812.856,90	100,0%	230.875.850,96	8.388.188.656,14	100,0%	224.153.943,24	-6.721.907,72

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 20. Detalle de la Retribución 2017 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)

Nuevas Instalaciones de Transporte a Incluir en el Régimen Retributivo con Retribución a Cuenta

Instalación	Empresa	Fecha P.E.M	VAI a valores unitarios	Retribución Disponibilidad		
				2015 [4]	2016 [5]	2017
Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca) - Fase II	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	14.570.864,06	0,00	189.393,66	1.390.019,07
Pos CASFEL-02 (ALGAIDA) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	599.089,76	0,00	0,00	45.470,91
Pos CASFEL-03 (VILLAFRANCA DE BONANY) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	599.089,76	0,00	0,00	45.470,91
Pos CASFEL-04 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	1.111.469,16	0,00	0,00	84.360,51
ERM G-250 en Pos CASFEL-02 (ALGAIDA) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	279.226,00	0,00	33.210,00	73.335,14
ERM G-250 en Pos CASFEL-03 (VILLAFRANCA DE BONANY) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	279.226,00	0,00	33.210,00	73.335,14
ERM G-250 en Pos CASFEL-04 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	279.226,00	0,00	33.210,00	73.335,14
Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca) - Fase III	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	4.096.021,07	0,00	53.240,52	390.748,78
Pos CASFEL-04 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	750.229,98	0,00	0,00	56.942,46
Pos CASFEL-05 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	404.379,28	0,00	0,00	30.692,39
Pos CASFEL-06 (FELANITX) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	750.229,98	0,00	0,00	56.942,46
ERM G-250 en Pos CASFEL-05 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	279.226,00	0,00	33.210,00	73.335,14
ERM G-400 en Pos CASFEL-06 (FELANITX) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	294.357,00	0,00	35.532,67	78.093,67
		Total	24.292.634,05	0,00	411.006,85	2.472.081,71

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 20. Detalle de la Retribución 2017 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)

En Euros	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del período de liquidación)				Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				Ajustes [1]+[2]+[3]+[4]+[5]	Total 2017
	Retribución Disponibilidad (RD) 2017	RCS 2017	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual	Retribución Disponibilidad (RD) 2017	RCS 2017	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual		
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	258.882.267,76	118.923.882,35	1.346.113,61	379.152.263,72	226.243.106,31	66.227.963,88	209.581,92	292.680.652,10	-5.072.108,67	666.760.807,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	9.601.245,59	3.345.254,22	2.659,54	12.949.159,34	10.893.381,85	3.265.092,49	18.105,33	14.176.579,68	-186.942,60	26.938.796,42
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	120.355,91	34.091,45	76,11	154.523,48	5.289.382,28	1.534.584,96	389,54	6.824.356,78	-44.636,56	6.934.243,70
Cegas, S.A.	732.805,18	504.283,90	607,13	1.237.696,22	1.669.622,40	568.269,80	2.375,75	2.240.267,95	-30.332,14	3.447.632,02
Gas Andalucía S.A.	101.301,40	32.495,20	72,65	133.869,25	2.709.842,46	919.316,33	1.666,90	3.630.825,70	-26.917,52	3.737.777,43
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.240.991,44	353.136,70	544,05	1.594.672,18	1.844.319,19	736.266,42	1.593,79	2.582.179,41	-30.808,67	4.146.042,92
Reganosa	3.811.279,82	1.325.120,21	16.057,73	5.152.457,76	2.111.176,90	582.311,37	0,00	2.693.488,27	-53.942,75	7.792.003,28
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.775.178,84	764.447,73	5.273,85	2.544.900,42	3.231.092,18	1.030.809,45	332,46	4.262.234,09	-50.770,41	6.756.364,11
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	361.986,36	144.599,12	2.451,81	509.037,29	0,00	0,00	0,00	0,00	-4.089,31	504.947,98
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	1.275.166,56	423.263,88	1.384,41	1.699.814,86	24.445.822,11	6.172.885,51	11.682,50	30.630.390,12	241.163,54	32.571.368,52
Redexis Gas, S.A.	5.526.078,10	2.704.862,86	4.947,34	8.235.888,30	12.835.641,28	4.972.120,34	16.359,45	17.824.121,07	-216.973,31	25.843.036,05
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	11.336.607,11	4.683.286,54	15.047,92	16.034.941,57	1.767.683,82	517.102,30	1.102,19	2.285.888,31	-147.074,70	18.173.755,18
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	932.495,56	382.233,68	1.100,39	1.315.829,63	-10.809,68	1.305.019,95
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	1.324.189,19	531.245,14	0,00	1.855.434,33	-15.023,78	1.840.410,55
Total	294.765.264,07	133.238.724,16	1.395.236,15	429.399.224,37	295.297.755,53	87.440.201,67	264.290,23	383.002.247,43	-5.649.266,54	806.752.205,26

Fuente: Elaboración Propia

5.3.4. Retribución de la actividad de distribución

El Cuadro 21 recoge, para cada empresa distribuidora, los valores de retribución anual de 2017, así como los ajustes de los años 2015 y 2016 por los desvíos en las previsiones de demanda y puntos de suministro, los cuales determinan la retribución final a publicar en el BOE.

Cuadro 21. Detalle de la Retribución 2017 por la actividad de distribución a publicar en BOE

En €	Retribución Provisional Año 2017	Ajuste Retribución de 2016	Ajuste Retribución de 2015	Propuesta Retribución CNMC
Naturgas Energía Distribución, S.A.	171.636.381,39	-2.348.198	-2.086.581	167.201.602
Gas Directo, S.A.	955.977,04	-494.515	-136.010	325.452
Redexis Gas, S.A.	78.508.167,88	-689.320	250.323	78.069.171
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.104.436,36	-289.793	-235.984	11.578.659
Tolosa Gas, S.A.	763.256,59	4.817	6.116	774.189
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	397.290.515,40	-43.806.180	-34.803.198	318.681.138
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.814.339,13	-2.676.579	-1.749.852	58.387.908
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	42.143.051,63	-400.051	-930.063	40.812.937
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.709.159,55	-1.303.841	-2.093.811	73.311.507
CEGAS, S.A.	119.707.313,58	-2.761.067	-1.610.906	115.335.341
Gas Galicia SDG, S.A.	37.521.952,17	-1.212.766	-1.093.725	35.215.461
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.446.104,49	-325.720	-311.200	13.809.184
Gas Navarra, S.A.	28.590.412,93	1.291.485	-61.904	29.819.994
Gas Natural Rioja, S.A.	14.271.127,41	-32.267	-188.601	14.050.260
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	251.647,93	35.729	304.349	591.726
Madriñeña Red de Gas, S.A.	138.597.623,46	-4.616.978	-4.590.126	129.390.520
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	170.074.893,13	18.500.058	15.627.326	204.202.277
Gas Natural Aragón	1.237.989,97	1.152.070	12.476	2.402.535
Gas Natural Redes	3.165.345,33	3.057.607	-687	6.222.265
TOTAL	1.370.789.695	-36.915.511	-33.692.060	1.300.182.124

Fuente: Elaboración Propia

Las retribuciones indicadas han sido determinadas teniendo en cuenta los datos reales de demanda 2015 obtenidos del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) y los escenarios de demanda previstos por esta Comisión para los años 2016 y 2017.

Como puede verse en el cuadro adjunto, los escenarios previstos por la CNMC difieren ligeramente de los resultantes de agregar las previsiones de demanda de transportistas y distribuidores. En concreto, el escenario de la CNMC es un 0,2% superior en 2016 y un 1,1% inferior en 2017, siendo más dispares las diferencias cuando se observan los distintos escalones de presión y consumo.

Por este motivo, en el cálculo de la retribución se han de aplicar unos Factores Correctores a las previsiones de variaciones de la demanda realizadas por las distribuidoras (Para mayor información, ver el 0 donde se recogen los factores aplicados así como todos los cálculos relacionados con la Retribución de la Actividad de Distribución a publicar en el BOE).

Cuadro 22. Comparación Escenarios Demanda 2016 y 2017 previstos por CNMC vs los agregados de las Empresas

En GWh	Previsión Demanda Año 2016			Previsión Demanda Año 2017		
	Cias	CNMC	Dif%	Cias	CNMC	Dif%
Peaje 3.1-3.2 (P<4bar y Cons<50MWh/año)	39.474	36.861	-6,6%	41.468	38.019	-8,3%
Peaje 3.3-3.4 (P<4bar y Cons>50MWh/año)	24.578	23.857	-2,9%	25.242	22.231	-11,9%
Peaje 3.5 (P<4bar y Cons>8 GWh/año)	5.185	4.593	-11,4%	5.350	4.654	-13,0%
Peajes Grupo 2 e Interrumpible (P entre 4bar y 60 bar)	116.710	117.273	0,5%	121.973	118.424	-2,9%
Peajes Grupo 1, Mat Prima e Interr (P entre 4bar y 60 bar)	111.540	115.305	3,4%	112.702	119.107	5,7%
Suministros GNL Directo a Consumidor Final	10.719	11.030	2,9%	10.389	11.251	8,3%
Demanda Nacional	308.205	308.918	0,2%	317.124	313.685	-1,1%

Fuente: Elaboración Propia

Por otra parte, y hasta que se dé cumplimiento al mandato recogido en la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015¹³ para los años 2014 y 2015, se ha considerado como puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre:

- En 2014, los que se consideraron en el cálculo de la retribución 2014 recogida en la Orden IET/2736/2015
- En 2015, la información real proveniente del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) relativa a los municipios que, según las empresas, iniciaron los suministros de gas en 2014 y 2015.
- En 2016 y 2017, los puntos de suministro que prevén alcanzar las empresas distribuidoras a finales de cada año en los municipios de reciente gasificación de acuerdo con la información facilitada para la realización de esta propuesta.

En cualquier caso, y a semejanza con la retribución del año 2014, se considera que la retribución 2015 de la actividad de distribución debería declararse provisional, en tanto en cuanto no se definan los municipios de gasificación reciente y los puntos de suministro existentes a 31 de diciembre en los mismos.

En el Anexo V se recogen los valores de todos los cálculos relacionados con la Retribución de la Actividad de Distribución a publicar en el BOE, así como la previsión de coste por la actividad de suministro a tarifa para 2016 en territorios insulares, y la previsión de pagos a efectuar en concepto de retribución específica.

Por su parte, en el Anexo X se recoge información detallada de las cantidades asignadas, pagadas y pendientes de pago por empresa, el estado de los proyectos con retribución específica y los proyectos con retribución específica caducada.

¹³ Relativo a realizar “las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014”

5.3.5. Hibernación del almacenamiento subterráneo “CASTOR”

Anualidad correspondiente a la compensación por la hibernación del almacenamiento de gas subterráneo “Castor”

La anualidad relativa a la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo de Castor, que comenzó a pagarse en 2016 y que es constante a lo largo del periodo de 30 años de satisfacción del derecho de cobro, con un tipo de interés fijo del 4,267%, asciende a 80.664.725 €, según los cálculos de la CNMC en aplicación del RD-Ley 13/2014, y que fueron hecho públicos en el informe INF/DE/0160/14. Esta ha sido asimismo la anualidad reconocida a los titulares del derecho de cobro en 2016 en el artículo 4.3 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre.

Cuadro VI.1. Cálculo de la anualidad 2017 correspondiente a la compensación por la hibernación del almacenamiento de gas subterráneo “Castor”

Anualidad constante a tipo de interés fijo (4,267%)

Tipo Interés	4,267%
Fecha Devengo	01/01/2016
Plazo (años)	30
Importe Derecho (€)	1.350.729.000

31/12/2015

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2016 (€)	Intereses (€)	Años Pendientes	Anualidad Calculada (€)
2017	4,267%	1.327.699.881	56.652.953,94	29	80.664.724,96

Fuente: Elaboración propia

Costes de operación y mantenimiento

Por otra parte, el Real Decreto-ley también establece¹⁴ que corresponde a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., la administración y el mantenimiento de las instalaciones durante la hibernación, y que los costes incurridos deberán justificarse mediante auditoría, al objeto de que se determine su pago con carácter definitivo por Orden del Ministro, previo informe de la CNMC.

No obstante, provisionalmente, se reconocerá anualmente una retribución provisional en la Orden en la que se aprueben los peajes y cánones de ATR y las retribuciones reguladas del sistema gasista teniendo en cuenta el Plan de costes estimados del ejercicio siguiente que debe enviar ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U al MINETUR antes del 31 de octubre de cada año

Al no disponer en estos momentos del citado plan, se propone presupuestar en 2017 un importe idéntico al establecido por la Orden IET/2736/2016 en 2016 (15.718.229 €) en concepto de retribución a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., por

¹⁴ Artículos 3 y 6

los costes provisionales de mantenimiento y operación derivados de las obligaciones indicadas en el citado Real Decreto-ley.

Además, se considera conveniente establecer en la propia Orden que, posteriormente, se liquidará la diferencia entre la retribución provisional reconocida y la retribución definitiva que se establezca en concepto de costes de O&M asociados a la hibernación del AASS de Castor.

Para resumir, el Cuadro 23 recoge las cantidades a publicar en el BOE en concepto de retribución provisional de O&M por la hibernación del AASS de Castor

Cuadro 23. Detalle Retribución 2017 por la hibernación del AASS de CASTOR a publicar en BOE

En Euros	Dcho Extinción Concesión AASS Castor	Retribución O&M Provisional	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.		15.718.229,00	15.718.229,00
Cesionarios Dcho Cobro por Extinción	80.664.720,00		80.664.720,00
Concesión AASS CASTOR			
Total	80.664.720,00	15.718.229,00	96.382.949,00

Fuente: Elaboración Propia

5.3.6. Hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel

La planta de regasificación del Puerto de El Musel está afectada por la Disposición Transitoria Tercera del Real Decreto-Ley 13/2012¹⁵, de 30 de marzo, en lo relativo a la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, y en particular a su puesta en marcha, sin perjuicio de su derecho al cobro de una retribución transitoria, igual a la retribución financiera del inmovilizado, hasta el restablecimiento de la tramitación suspendida de estas instalaciones, siendo ésta una retribución no prevista en el régimen general de retribución de la actividad de regasificación establecido en la ITC 3994/2006, de 29 de diciembre, ni en la Ley 18/2014.

Asimismo, la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, establece que con objeto de que la instalación esté preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine, el Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará la retribución por costes de operación y mantenimiento a percibir.

Mediante Resolución de la DGPEM de 31 de julio de 2014, se reconoce una retribución financiera transitoria, de carácter provisional, a la planta de regasificación para los años 2012, 2013 y 2014 y se establece un valor bruto de inversión en 381.944.592,90 € para el cálculo de anualidades futuras de retribución financiera transitoria,

¹⁵ *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.*

Con fecha 9 de julio de 2015, esta Comisión emitió informe sobre la Propuesta de Orden Ministerial (INF/DE/0028/15) que establecía la retribución por costes O&M de la Planta para los años 2013, 2014 y 2015. La misma determinaba el carácter definitivo de la retribución del año 2013 (5.205.681 €) y el carácter provisional de las correspondientes a los años 2014 y 2015 (80% del valor reconocido en 2013) hasta disponer de los valores definitivos una vez conocidas las correspondientes auditorias.

Por su parte, el artículo 3 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, recogió que la retribución provisional a percibir por ENAGAS TRANSPORTE en concepto de costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel para los años 2014, 2015 y 2016 es de 4.164.545 euros (80% del valor reconocido en 2013).

Atendiendo a lo anterior, se propone reconocer a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., una retribución financiera de 19.440.979,78 € (resultante de aplicar la Tr de 5,09% al Valor Bruto recogido en la Resolución) y una retribución provisional de O&M de 4.164.544,8 € para 2017

En consecuencia, el Cuadro 24 recoge las cantidades a publicar en el BOE en concepto de retribución por la hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel

Cuadro 24. Detalle Retribución 2017 por la hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel a publicar en BOE

En Euros	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.
Retribución Anual Provisional	
Retribución Financiera Provisional	19.440.979,78
Retribución O&M Provisional	4.164.544,80
Total	23.605.524,58

Fuente: Elaboración Propia

5.3.7. Resumen de la Propuesta de retribución a publicar en el BOE

Finalmente, en el Cuadro 25 se recoge la Propuesta de Retribución Anual a publicar en la Orden Ministerial (2.760 millones de €), desglosada por empresa y actividad regulada, para el año 2017, así como una comparación con los valores de retribución 2016 publicados en la Orden IET/2736/2015.

Cuadro 25. Propuesta de Retribución Fija Reconocida Anual por Empresa y Actividad Regulada para 2017 y comparación con Retribución 2016 publicada en O. IET/2736/2015

Empresa	Actividades Reguladas 2017								Distribución		Propuesta CNMC	Valores a O.IET/2736/2015 Retribución Año 2016			Diferencias	
	Regasificación	Transporte	Almacenamiento Subterráneo	Gestión Técnica del Sistema	Operación Mercado Organizado de Gas	Hibernación Planta Regasificación El Musel	Hibernación AASS CASTOR	Laudo de Paris	Desvíos 2015-2016	Año 2017	Total	€	%	Diferencias		
														€	%	
ENAGAS GTS				23.966.250,00							23.966.250,00	23.966.250,00	0,00	0,0%		
MIBGAS					2.980.000,00						2.980.000,00	2.980.000,00	0,00	0,0%		
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	214.326.329,01	666.760.807,15	88.462.994,12			23.605.524,58	15.718.229,00				1.008.873.883,86	1.063.436.587,85	-54.562.703,99	-5,1%		
ENAGAS TRANSPORTE NORTE, S.A.		26.938.796,42									26.938.796,42	28.691.636,13	-1.752.839,71	-6,1%		
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	69.221.074,29	504.947,98									69.726.022,27	90.661.558,14	-20.935.535,87	-23,1%		
Regasificadora del Noroeste, S.A.	43.672.148,00	7.792.003,28									51.464.151,28	54.702.827,10	-3.238.675,82	-5,9%		
Bahía Bizkaia Gas, S.L	48.572.063,77										48.572.063,77	50.484.781,79	-1.912.718,02	-3,8%		
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.			5.278.020,54								5.278.020,54	8.415.281,27	-3.137.260,73			
Gas Natural Transporte SDG, S.L.		6.934.243,70									6.934.243,70	11.155.662,85	-4.221.419,15	-37,8%		
Gas Extremadura Transporte, S.L.		6.756.364,11									6.756.364,11	7.209.694,63	-453.330,52	-6,3%		
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.		32.571.368,52									32.571.368,52	31.038.605,98	1.532.762,54	4,9%		
Redexis Gas, S.A.		25.843.036,05						-438.997,12	78.508.167,88	103.912.206,80	101.717.775,33	2.194.431,47	2,2%			
Redexis Gas Murcia, S.A.		1.840.410,55						-636.920,73	14.446.104,49	15.649.594,31	17.362.942,65	-1.713.348,34	-9,9%			
Naturgas Energía Distribución, S.A.								-4.434.779,24	171.636.381,39	167.201.602,15	163.337.567,00	3.864.035,15	2,4%			
Tolosa Gas, S.A								10.932,28	763.256,59	774.188,87	681.972,00	92.216,87	13,5%			
D.C. de Gas Extremadura, S.A.								-289.793,29	12.104.436,36	11.814.643,07	12.752.407,00	-937.763,93	-7,4%			
Gas Directo, S.A.								-866.509,64	955.977,04	89.467,40	1.673.529,00	-1.584.061,60	-94,7%			
Gas Natural Distribución SDG, S.A.		18.173.755,18						-78.609.377,79	397.290.515,40	336.854.892,79	439.185.114,38	-102.330.221,59	-23,3%			
Gas Natural Andalucía, S.A.		3.737.777,43						-4.426.431,50	62.814.339,13	62.125.685,06	68.946.227,46	-6.820.542,40	-9,9%			
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.		4.146.042,92						-1.330.114,36	42.143.051,63	44.958.980,19	43.578.469,73	1.380.510,46	3,2%			
Gas Natural Castilla y León, S.A.								-3.397.652,25	76.709.159,55	73.311.507,30	71.063.458,00	2.248.049,30	3,2%			
CEGAS, S.A.		3.447.632,02						-4.371.972,88	119.707.313,58	118.782.972,72	124.225.380,32	-5.442.407,60	-4,4%			
Gas Galicia SDG, S.A.								-2.306.491,16	37.521.952,17	35.215.461,01	37.907.548,00	-2.692.086,99	-7,1%			
Gas Navarra, S.A.		1.305.019,95						1.229.581,10	28.590.412,93	31.125.013,98	26.221.678,59	4.903.335,39	18,7%			
Gas Natural Rioja, S.A.								-220.867,67	14.271.127,41	14.050.259,74	13.205.687,00	844.572,74	6,4%			
Gasificadora Regional Canaria, S.A.								340.077,79	251.647,93	591.725,72	161.452,00	430.273,72	266,5%			
Madriña Red de Gas, S.A.								-9.207.103,65	138.597.623,46	129.390.519,81	139.479.097,00	-10.088.577,19	-7,2%			
Gas Natural Madrid SDG, S.A.								34.127.384,03	170.074.893,13	204.202.277,15	135.221.719,00	68.980.558,15	51,0%			
Gas Natural Aragón								1.164.545,04	1.237.989,97	2.402.535,01		2.402.535,01				
Gas Natural Redes								3.056.920,08	3.165.345,33	6.222.265,41		6.222.265,41				
SAGANE							33.938.270,74			33.938.270,74	36.298.812,22	-2.360.541,48	-			
ESCAL UGS, S.L.											4.561.868,37	-4.561.868,37	-			
Cesionarios Dcho Cobro Hibernación Castor							80.664.720,00			80.664.720,00	80.664.720,00	0,00	-			
TOTAL	375.791.615,07	806.752.205,26	93.741.014,66	23.966.250,00	2.980.000,00	23.605.524,58	96.382.949,00	33.938.270,74	-70.607.570,96	1.370.789.695,36	2.757.339.953,70	2.890.990.310,79	-133.650.357,09	-4,6%		

Fuente: Elaboración Propia

5.3.8. Propuesta de medidas relativas a la retribución a implementar en la futura Orden Ministerial

El nuevo sistema retributivo del sector gasista de la Ley 18/2014 estableció principios de sostenibilidad económica y financiera porque, en el contexto actual del sector, y según su exposición de motivos, se hacía *“necesaria una reforma del régimen retributivo del sector de gas natural basado en el principio de la sostenibilidad económica del sistema gasista y el equilibrio económico a largo plazo, que tenga en consideración las fluctuaciones de la demanda, el grado de desarrollo de las infraestructuras gasistas existentes en la actualidad sin menoscabo del principio de retribución adecuada de las inversiones en activos regulados ni de la seguridad de suministro”*.

A día de hoy quedarían pendientes de incluir en el sistema retributivo las retribuciones específicas para la gasificación de nuevos municipios (antenas de conexión) realizadas en el pasado y que aún no han solicitado y acreditado las inversiones realizadas y puestas en marcha. Se propone que la próxima Orden Ministerial recoja las siguientes medidas que han sido tenidas en cuenta en la elaboración de la propuesta de retribución y se consideran beneficiosas a la hora de mitigar posibles desajustes entre ingresos y gastos.

- Cabría plantearse dejar sin efecto los dos procesos abiertos, y no resueltos, para la asignación de retribución específica para las instalaciones cuya construcción se inicie entre los años 2010 y 2012 (Ordenes ITC/3520/2009 e ITC/3354/2010).
- Establecer el 31 de diciembre de 2017 como fecha límite para solicitar el pago de la retribución específica asignada a los 30 proyectos, de las convocatorias, 3ª, 4ª, 5ª y 6ª (11.011.581 €) y acreditar los requisitos establecidos en cada convocatoria para su cobro. Superada dicha fecha, se consideraría automáticamente desistido el derecho de cobro de retribución específica del proyecto que no hubieran acreditado los requisitos.

En relación con la primera medida, hay que señalar que visto el tiempo transcurrido desde la publicación de las convocatorias de retribución específica, se considera conveniente dejar sin efecto ambas, por los procedimientos y cauces que sean procedentes; según las previsiones de esta Comisión, suponen una retribución específica conjunta pendiente de asignar de 35.456.391 €. A este respecto, hay que indicar que la Orden IET/849/2012 suprimió la convocatoria prevista por la Orden IET/3587/2011, y que, además, estableció, mediante la modificación del artículo 14 de esta última Orden, un proceso para establecer qué proyectos mantenían los derechos de cobro, y cuáles no, de todos aquellos que superaron el plazo de finalización de construcción y no habían solicitado el pago de la retribución. De hecho, como resultado del mismo, con fecha 9 de septiembre de 2013, la DGPEM dictó Resolución por la que se establecía la caducidad de proyectos contenidos en las convocatorias anteriores

a la Orden ITC/3520/2009 con una Retribución Específica asociada de 29.850.803 € pendiente de cobro, por considerar que habían superado el plazo para la finalización de la construcción del proyecto.

En relación con la segunda medida, procede señalar que de los 30 proyectos que todavía no han solicitado el pago de su retribución específica:

- 12 proyectos son de las convocatorias 3ª, 4ª y 5ª, y tendrían que haber acreditado durante el año 2012 que estaban puestos en servicio al objeto de que, en aplicación del artículo 14 de la Orden IET/3587/2011, no se considerara automáticamente desistido su derecho de cobro. Se considera que ha existido plazo suficiente para obtener la acreditación del resto de requisitos necesarios para el cobro de la retribución específica.
- 18 proyectos son de la 6ª convocatoria cuyo plazo de inicio de construcción máximo era el 30 de junio de 2012 según D.A. 2ª de la Orden ITC/3587/2011. Se considera que, habiendo transcurrido más de cuatro años, ha habido tiempo suficiente para terminar su construcción y recopilar la información justificativa. De hecho para tener derecho a la retribución específica deberán acreditar que la puesta en servicio de las instalaciones se ha realizado con anterioridad al 30 de octubre de 2013.

ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2016 Y 2017

ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2016 Y 2017

1. Previsión de demanda para el cierre de 2016

Para realizar la previsión de cierre del ejercicio 2016 se ha contrastado la información sobre el número de clientes, volumen y caudal contratado aportada por el GTS y por las empresas transportistas y distribuidoras con la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Al respecto, se señala que el informe conjunto remitido por REE y el OS en cumplimiento de lo establecido en el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, no incluye escenario de previsión para 2016.

1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.1 se resumen la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el cierre de 2016, remitida por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras.

Cuadro I.1. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para 2016

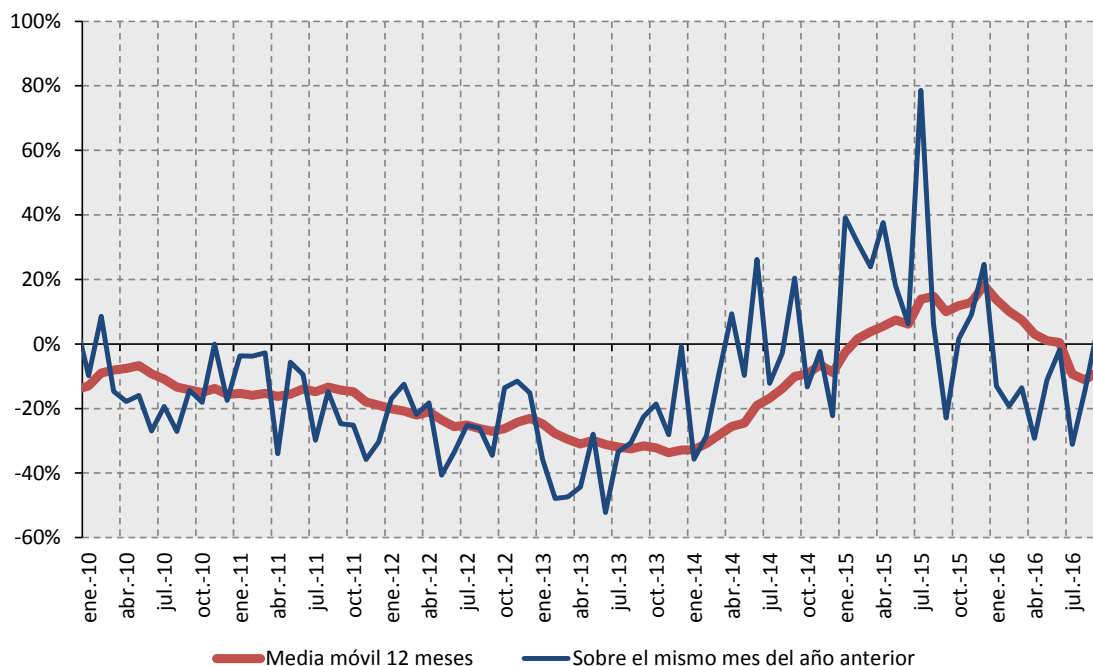
Volumen (MWh)	Año 2015 (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 15 - jun 16)	Previsión 2016		Tasa de variación respecto 2015	
			GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	57.249.584	53.949.032	49.977.875	44.188.946	-12,7%	-22,8%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	3.735.983	3.176.263	3.644.275	3.161.650	-2,5%	-15,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	165.632	122.892	128.869	70.205	-22,2%	-57,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-	-		
TOTAL	61.151.199	57.248.188	53.751.018	47.420.801	-12,1%	-22,5%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Se observa que tanto el GTS como las empresas estiman para el cierre del ejercicio 2016 que la demanda destinada a generación eléctrica será inferior tanto a la registrada en 2015 (61,1 TWh), como a la registrada durante los últimos 12 meses (julio 2015 – junio 2016). En particular, el GTS estima que demanda de gas destinada a generación eléctrica alcanzará 53,8 TWh en 2016, un 12,1% inferior a la registrada en 2015 y un 6,1% inferior a la registrada en los últimos doce meses. Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de dicho colectivo será de 47,4 TWh, un 22,5% inferior a la registrada en 2015 y un 17,2% inferior a la registrada en los últimos 12 meses.

En el Gráfico I.1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica entre enero de 2010 y septiembre de 2016. Se observa que la media móvil de 12 meses inició, a partir de diciembre de 2015 una tendencia decreciente. En septiembre de 2016 la media móvil de 12 meses registró una tasa del -8,7%, mientras que la tasa acumulada a dicho mes fue de -15,4%.

Gráfico I.1. Tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica



Fuente: GTS

Teniendo en cuenta tanto la previsión de los distintos agentes, como la evolución registrada en los últimos meses, se considera como escenario más probable para el cierre de 2016 de la demanda destinada a la generación eléctrica 52,1 TWh, atendiendo tanto a la evolución de la demanda eléctrica prevista para el cierre de 2016 como a su posible cobertura en los sistemas peninsular y balear (véase Cuadro I.2), de los cuales 49,2 TWh se corresponden al sistema peninsular y 2,98 TWh al sistema balear.

Cuadro I.2. Previsión de la CNMC para el cierre de 2016 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario

Volumen (MWh)	Año 2015 (SIFCO)	Previsión CNMC 2016	% variación 2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	57.249.584	48.863.658	-14,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	3.735.983	3.213.535	-14,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	165.632	88.650	-46,5%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	
TOTAL	61.151.199	52.165.844	-14,7%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

En relación con la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica, se indica que se dispone de dos fuentes de información. Por una parte, la previsión del GTS, que a su vez se ha elaborado a partir de la información que previamente le han proporcionado las empresas gasistas a éste, y por otra parte la previsión de las empresas gasistas, que han aportado a la CNMC en respuesta a su solicitud de información (véase Cuadro I.3).

Cuadro I.3. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre de 2016

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2015 (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 15 - jun 16)	Previsión 2016		Tasa de variación respecto 2015	
			GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	344.126.501	323.608.511	282.954.235	287.739.186	-17,8%	-16,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	33.000.000	15.000.000	25.500.000	-54,5%	-22,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	447.085	330.926	1.000.000	390.000	123,7%	-12,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-	-		
TOTAL	377.573.586	356.939.437	298.954.235	313.629.186	-20,8%	-16,9%

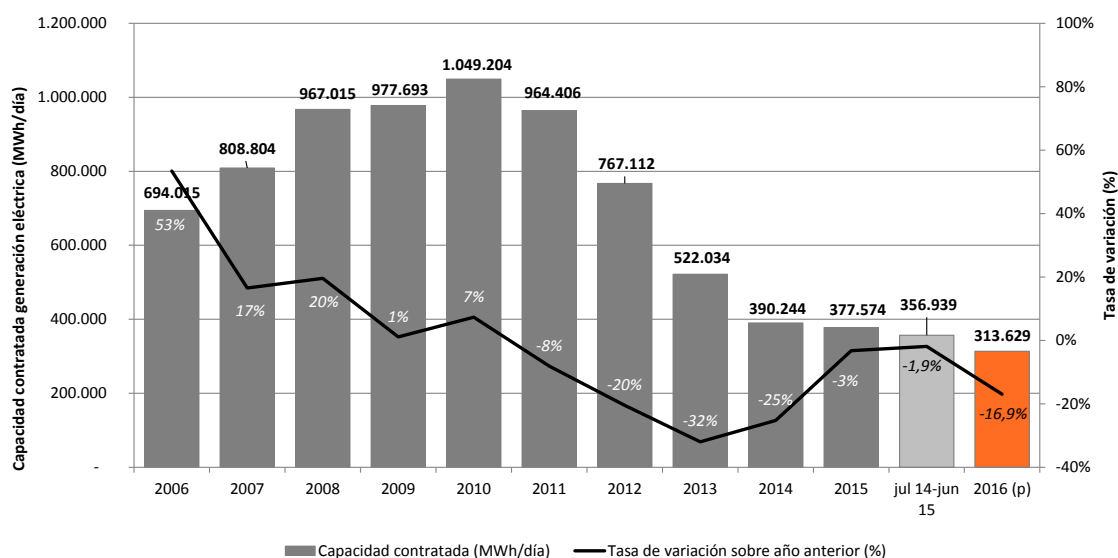
Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Las diferencias entre las previsiones en el caudal contratado por las centrales de generación existentes entre GTS y empresas están motivada por las correcciones que la CNMC ha solicitado a las empresas gasistas tras el análisis de la información recibida.

Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC, el caudal contratado promedio para el cierre del ejercicio 2016 se reducirá en torno al 17% respecto del registrado en 2015.

En el Gráfico I. 2 se muestra la evolución registrada de la capacidad contratada de la demanda destinada a la generación eléctrica desde 2006 hasta 2015, resultado de considerar desde 2006 hasta 2015 la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista y para el ejercicio 2016 las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras.

Gráfico I. 2. Evolución de la capacidad contratada de la demanda destinada a la generación eléctrica



Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y empresas

Se observa que desde el año 2011 se ha reducido significativamente la capacidad contratada por las centrales eléctricas, como consecuencia de la modificación de la operativa de contratación. En particular, dichos agentes han procedido a optimizar la capacidad contratada en sus instalaciones, pasando de formalizar contratos a largo plazo a contratos a corto plazo. El cambio en la contratación se deriva, fundamentalmente, de la elevada incertidumbre existente sobre la demanda de electricidad y del exceso de capacidad de generación en el sistema eléctrico.

En relación con la previsión de la capacidad contratada de estas instalaciones, cabe señalar que se han observado discrepancias entre la previsión de caudal remitida por las empresas y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (SIFCO) entre enero y junio de 2016 para las instalaciones de producción eléctrica conectadas a redes de presión entre 4 y 16 bar. En particular, las empresas no han remitido previsión por caudal para alguno de los peajes de acceso, mientras que de acuerdo con la información declarada en SIFCO sí habría instalaciones en dichos peajes.

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada por las centrales de generación, se ha optado por considerar como mejor previsión del caudal para 2016 la resultante de considerar las siguientes hipótesis:

- El caudal contratado por las instalaciones de producción situadas en las Islas Baleares se corresponde con el previsto por las empresas, el cual coincide con el registrado entre enero y mayo de 2016.
- El caudal contratado por las instalaciones de producción situadas en la península, se ha estimado considerado
 - o para las instalaciones conectadas a presión superior a 60 bar, el caudal que resulta de aplicar el factor de carga registrado entre julio 2015 y junio 2016.
 - o para las instalaciones conectadas a presión entre 16 y 60 bar se ha tenido en cuenta la reducción de la capacidad contratada prevista por las empresas.
 - o para las instalaciones de producción conectadas a presión entre 4 y 16 bar, el registrado entre enero y junio de 2016.

En el Cuadro I.4 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre de 2016 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista es un 15,4% inferior a la registrada en 2015, pero un 1,89% superior a la prevista por las empresas, coherente con un escenario de demanda un 10% superior al previsto por dichos agentes.

Cuadro I.4. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre de 2016

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2015 (SIFCO)	Previsión CNMC 2016	% variación 2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	344.126.501	290.060.891	-15,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	24.000.000	-27,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	447.085	241.333	-46,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	
TOTAL	377.573.586	314.302.224	-16,8%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.5 se compara la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las

empresas gasistas para el cierre de 2016. Se observa que, excluyendo el suministro de GNL directo a cliente final, el GTS estima que la demanda aumentará un 4,3% sobre la registrada en 2015, consecuencia del incremento de la demanda en todos los niveles de presión, con la excepción del colectivo de consumidores conectados entre 16 y 60 bar, y más acusado para el nivel de presión de más de 60 bar. Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional aumentará un 3,3%, motivado por el incremento de demanda en todos los grupos tarifarios, con la excepción del colectivo de consumidores conectados entre 16 y 60 bar.

La principal diferencia entre ambas previsiones se encuentra en la demanda de los consumidores conectados a niveles de presión inferiores a 4 bar. En particular, mientras que el GTS estima que la demanda de este colectivo aumentará un 2,3% respecto de la registrada en 2015, las empresas transportistas estiman que aumentará un 8,8%.

Cuadro I.5. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)

	Demanda (GWh)				Tasa de variación %/ año 2015	
	Año 2015 (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 15 - jun 16)	GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	64.861	65.646	72.905	67.351	12,4%	3,8%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.568	33.171	32.519	32.323	-3,1%	-3,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.004	80.563	82.065	81.155	2,6%	1,4%
<i>P ≤ 4 bar</i>	63.602	63.033	65.044	69.226	2,3%	8,8%
TOTAL	242.036	242.413	252.533	250.055	4,3%	3,3%
<i>Suministro GNL Directo a cliente final</i>	10.693	11.004	10.294	10.719	-3,7%	0,2%
TOTAL	252.729	253.418	262.827	260.774	4,0%	3,2%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

En el Gráfico I.6 se muestra la previsión del número de clientes y demanda del grupo 3 del GTS y de las empresas gasistas para el cierre de 2016, así como el número de clientes y la demanda registrados en 2014 y 2015, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones (SIFCO).

En relación con la previsión del número de clientes, se señala que mientras que el GTS estima que el nº de consumidores conectados a plantas satélites se reducirá un 0,3%, el número de consumidores conectados a la red de transporte y distribución se incrementará un 0,9%. Por su parte las empresas distribuidoras estiman que se incrementarán un 8,4% el número de clientes conectados a las plantas satélite y un 1,3% el número de consumidores conectados a la red de transporte y distribución.

En relación con la demanda prevista para el cierre de 2016, se observa que el GTS estima que la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite se incrementará un 3,1%, mientras que la de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución se incrementará un 2,1%, en ambos casos consecuencia de un aumento de la demanda de los consumidores acogidos al peaje 3.2 y un mantenimiento o reducción del consumo de los consumidores acogidos al resto de peajes de acceso.

Las empresas estiman que la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite se incrementará un 39,4%, mientras que la de los consumidores conectados a la red de transporte y distribución se incrementará un 8,3%, en ambos casos consecuencia de un aumento de la demanda de todos los peajes de acceso, con la excepción de los consumidores conectados a plantas satélite acogidos al peaje 3.3.

En consecuencia, el GTS estima que los consumos medios por cliente se incrementarán un 3,4% para los consumidores conectados a plantas satélite y un 1,1% para los consumidores conectados a la redes de transporte y distribución. En particular, el GTS estima que el tamaño medio de los consumidores conectados a las plantas satélite aumentará en los peajes 3.1 y 3.5 y se reducirá en el resto de peajes. Mientras en el caso de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución, los incrementos de tamaños medios se producirán en los peajes 3.2 y 3.5

Por su parte, las empresas distribuidoras estiman que se producirá un aumento del tamaño medio de todos los consumidores, con la excepción aquellos conectados a las plantas satélite acogidos los peajes 3.3 y 3.4.

Cuadro I.6. Previsión para el cierre de 2016 del número de clientes y la demanda del grupo 3 del GTS y de las empresas

Consumidores conectados a Plantas Satélite						Consumidores conectados a la red de Transporte y Distribución					
SIFCO		Previsión cierre 2016		Tasas de variación sobre 2015		SIFCO		Previsión cierre 2016		Tasas de variación sobre 2015	
2014	2015	GTS	Empresas	GTS	Empresas	2014	2015	GTS	Empresas	GTS	Empresas

A) Nº Clientes

Grupo 3	74.196	81.902	81.657	88.776	-0,3%	8,4%	7.418.519	7.475.152	7.543.977	7.575.212	0,9%	1,3%
3.1	52.636	58.744	50.754	63.967	-13,6%	8,9%	4.096.617	4.413.671	4.423.922	4.507.614	0,2%	2,1%
3.2	20.968	22.500	30.270	24.095	34,5%	7,1%	3.253.199	2.993.185	3.050.128	2.997.939	1,9%	0,2%
3.3	188	218	173	228	-21,0%	4,6%	22.824	22.700	23.495	23.280	3,5%	2,6%
3.4	396	432	454	468	5,2%	8,5%	45.600	45.327	46.173	46.123	1,9%	1,8%
3.5	8	8	6	18	-20,9%	134,5%	278	269	260	255	-3,4%	-5,1%

B) Energía (MWh)

Grupo 3	650.408	689.506	710.788	961.332	3,1%	39,4%	61.444.795	63.039.235	64.333.061	68.264.771	2,1%	8,3%
3.1	104.920	121.684	110.849	153.433	-8,9%	26,1%	9.135.749	10.204.422	10.218.769	10.807.395	0,1%	5,9%
3.2	170.617	188.793	239.439	243.921	26,8%	29,2%	26.689.381	26.129.959	27.827.783	28.275.504	6,5%	8,2%
3.3	12.388	14.197	10.513	12.980	-25,9%	-8,6%	1.398.309	1.474.169	1.385.292	1.629.197	-6,0%	10,5%
3.4	212.822	238.561	225.482	249.138	-5,5%	4,4%	19.873.829	20.853.632	20.642.438	22.637.993	-1,0%	8,6%
3.5	149.661	126.270	124.505	301.860	-1,4%	139,1%	4.347.527	4.377.054	4.258.778	4.914.683	-2,7%	12,3%

C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)

Grupo 3	8.766	8.419	8.705	10.829	3,4%	28,6%	8.283	8.433	8.528	9.012	1,1%	6,9%
3.1	1.993	2.071	2.184	2.399	5,4%	15,8%	2.230	2.312	2.310	2.398	-0,1%	3,7%
3.2	8.137	8.391	7.910	10.123	-5,7%	20,7%	8.204	8.730	9.123	9.432	4,5%	8,0%
3.3	65.971	65.011	60.912	56.846	-6,3%	-12,6%	61.264	64.942	58.962	69.983	-9,2%	7,8%
3.4	537.173	552.658	496.401	531.790	-10,2%	-3,8%	435.830	460.073	447.065	490.815	-2,8%	6,7%
3.5	19.844.521	16.836.007	20.980.971	17.164.484	24,6%	2,0%	15.631.142	16.274.939	16.391.389	19.258.868	0,7%	18,3%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

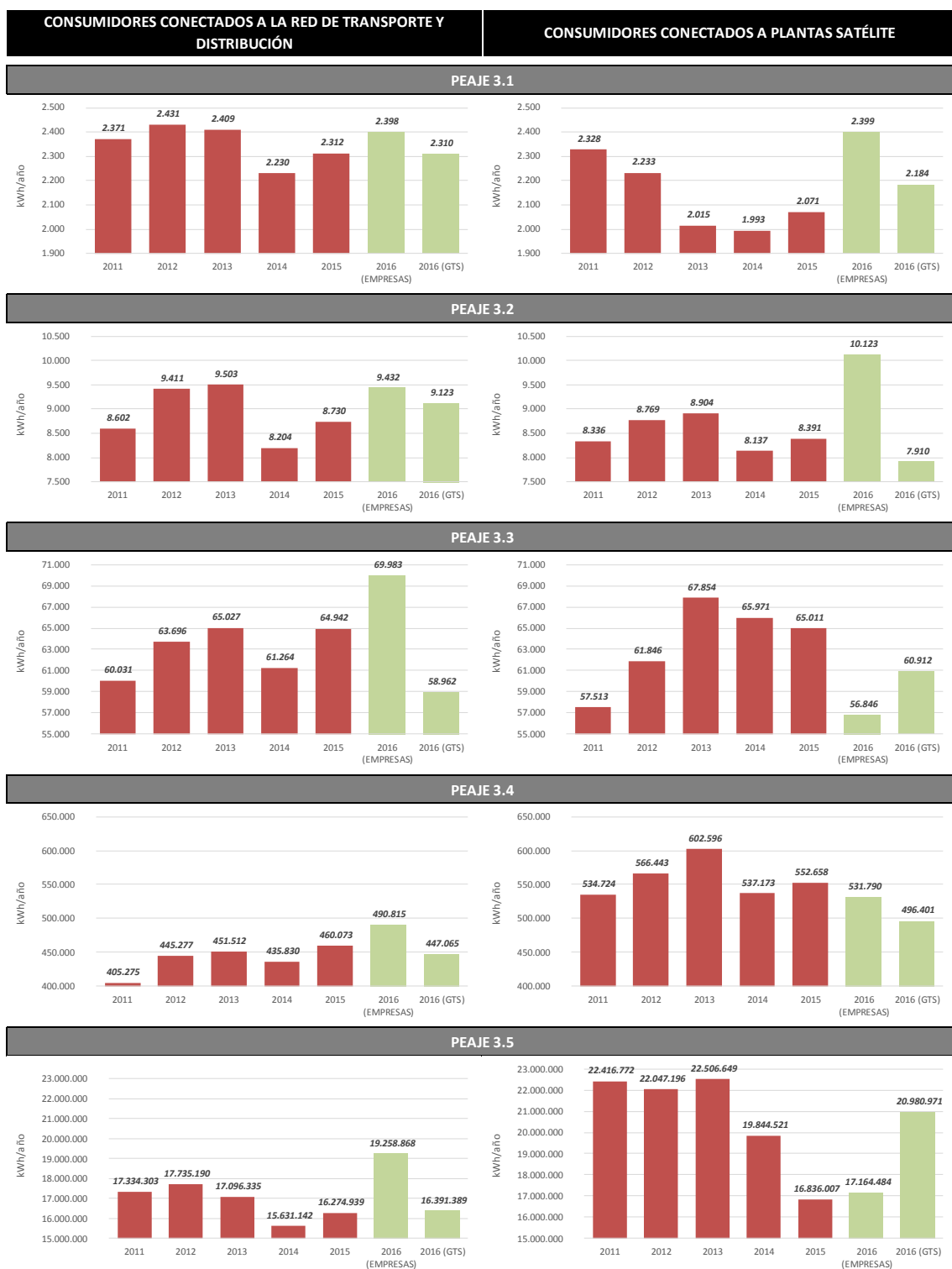
En el Gráfico I. 3 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre de 2016 por las empresas gasistas y el GTS, distinguiendo entre consumidores conectados a plantas satélite y los conectados a la red de transporte y distribución, y los realmente registrados entre 2011 y 2015, estimados de acuerdo a la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

A efectos de valorar las anteriores previsiones, tener en cuenta la sensibilidad de la demanda de este tipo de consumidores a la temperatura, se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2011, 2012, y 2013 como cálidos, 2014 y 2015 como extremadamente cálido el invierno 2015-2016 (periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 29 de febrero de 2016) como muy cálido¹⁶.

¹⁶ Informes disponibles en:

http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

Gráfico I. 3. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2011 y 2015 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre de 2016



Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Se observan importantes discrepancias entre los tamaños medios previstos por los agentes para el cierre de 2016 y la evolución registrada en los últimos años. En particular, con carácter general, los tamaños medios previstos por las empresas tienden a ser superiores a los registrados durante los últimos años para todos los consumidores, con la excepción de los conectados a las plantas satélites acogidos a los peajes 3.3, 3.4 y 3.5, mientras que, con carácter general, los tamaños medios previstos por el GTS para los consumidores conectados a la red de distribución acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 parecen mantener cierta continuidad con los registrados durante los últimos años y son inferiores para el resto de consumidores.

Teniendo en cuenta las discrepancias existentes entre las previsiones realizadas por los agentes, se ha optado por elaborar para el cierre del ejercicio 2016 resultado de considerar:

- Se han mantenido el nº de clientes previstos por las empresas distribuidoras, lo que implica un incremento de clientes del 1,4% sobre los registrados en 2015, ligeramente superior a los incrementos registrados en 2015 (0,9%), 2014 (1,1%), 2013 (1,2%) y 2012 (1,1%).
- Los tamaños medios previstos por las empresas para los consumidores conectados a la red de transporte y distribución acogidos al peaje 3.1 y los consumidores conectados a plantas satélite acogidos a los peajes 3.4 y 3.5.
- Para el resto de peajes de acceso se han considerado los tamaños medios reales registrados en el periodo comprendido entre enero y junio de 2016 y se han estimado los tamaños medios para el resto de meses atendiendo a la información disponible en la base de datos de liquidaciones para el periodo comprendido entre 2012 y 2015, teniendo en cuenta las temperaturas reales registradas en los meses de julio, agosto y septiembre y el promedio para los meses de octubre, noviembre y diciembre.

Como resultado de lo anterior, se estima que la demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, se incrementará un 2,7%, inferior al previsto por las empresas 8,8%, pero superior al previsto por el GTS (2,3%).

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro VI.7 se muestra las previsiones de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar.

Cuadro I.7. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar

SIFCO	Año 2015		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	64.861.031	63	233.960.883
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.568.336	145	119.642.114
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.003.943	3.561	345.262.882
TOTAL	178.433.310	3.768	698.865.879

GTS	Prevision cierre 2016			Tasa de variación sobre 2015		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	72.905.007	59	305.446.474	12,4%	-5,7%	30,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.518.979	140	234.898.100	-3,1%	-3,2%	96,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	82.065.097	3.453	758.953.423	2,6%	-3,0%	119,8%
TOTAL	187.489.083	3.652	1.299.297.996	5,1%	-3,1%	85,9%

Empresas	Prevision cierre 2016			Tasa de variación sobre 2015		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	67.350.661	59	236.934.118	3,8%	-5,7%	1,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.323.083	136	114.415.883	-3,7%	-6,0%	-4,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	81.154.997	3.453	361.774.674	1,4%	-3,0%	4,8%
TOTAL	180.828.741	3.648	713.124.675	1,3%	-3,2%	2,0%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

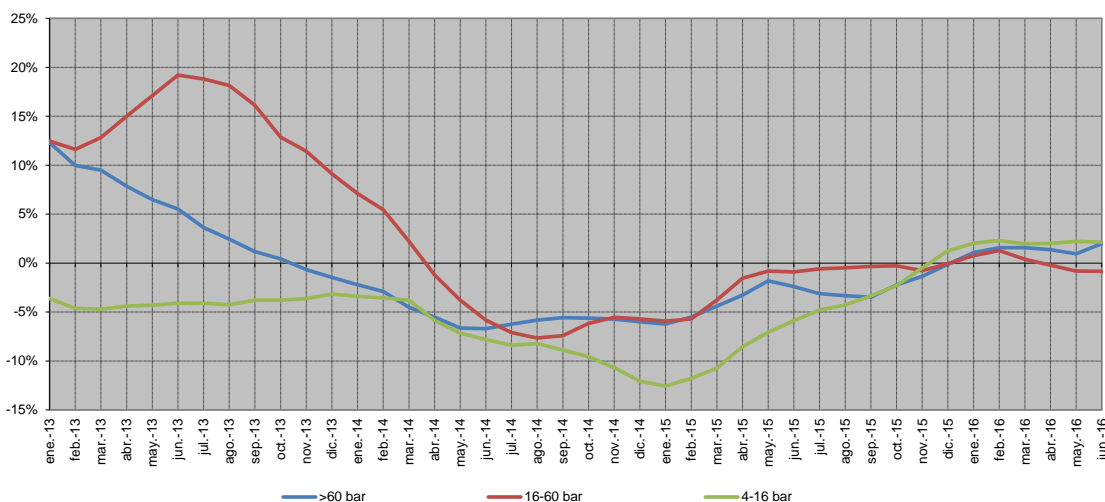
El GTS estima que la demanda de este colectivo aumentará un 5,1% sobre la registrada en 2015, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que aumentará un 1,3%, en ambos casos motivado por el aumento de la demanda de todos los grupos tarifarios, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar.

Respecto de la capacidad contratada, según las previsiones del GTS la capacidad contratada para el cierre del ejercicio 2016 suponen incrementos significativos en todos los grupos tarifarios. Al respecto se indica que la previsión del GTS se corresponde con la información que le ha sido remitida por las empresas, mientras que la previsión de las empresas se corresponde con la información que éstas han remitido a la CNMC y sobre la que se han pedido correcciones una vez analizada dicha información.

Según las previsiones de las empresas la capacidad contratada de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y de los consumidores conectados en redes de presión de diseño entre 4 y 16 bar aumentará. Por el contrario, la capacidad contratada de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar se reducirá, en mayor medida que el consumo.

En relación con lo anterior se indica que desde principios de 2015 se ha registrado una recuperación del consumo de la demanda convencional conectada a presión superior a 4 bar, que ha situado la media móvil de 12 meses a junio de 2016, en el 2% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, en el -0,8% para los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar y en el 2,1% para los consumidores conectados a redes entre 4 y 16 bar (véase Gráfico I.4).

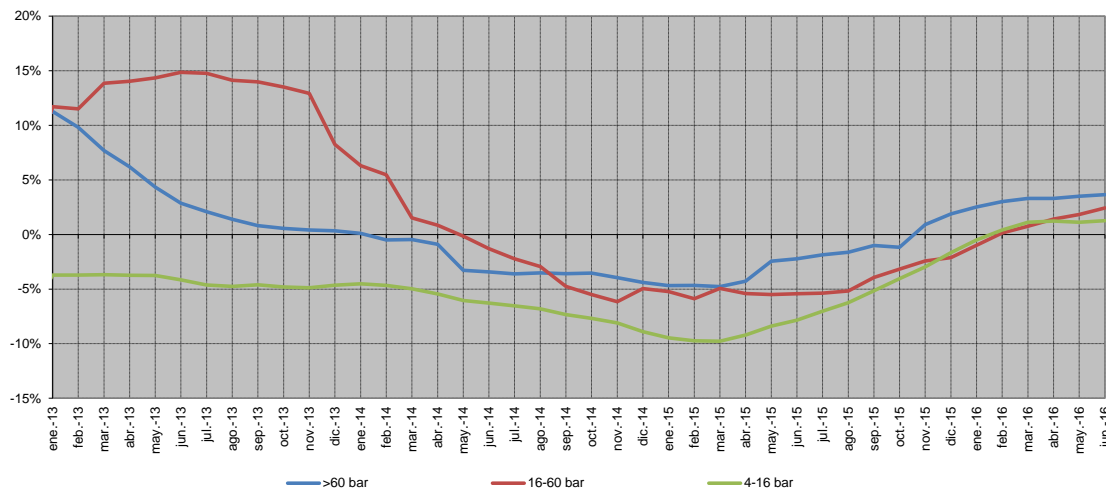
Gráfico I.4. Variación de la demanda convencional por nivel de presión. Media móvil de 12 meses



Fuente: CNMC

Asimismo, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, la media móvil de 12 meses a junio de 2016 de la capacidad contratada se sitúa en el 3,7% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, en 2,4% para los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar y en el 1,3% para los consumidores conectados a redes entre 4 y 16 bar (véase Gráfico I.5).

Gráfico I.5. Variación de la capacidad contratada por nivel de presión. Media móvil de 12 meses



Fuente: CNMC

Análogamente a la demanda convencional inferior a 4 bar, dada la discrepancia entre las previsiones del GTS y las empresas y teniendo en cuenta la evolución registrada en los últimos meses, se ha confeccionado el escenario de demanda para el cierre de 2016 considerando:

- La demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar aumenta el 2,4%, por debajo de los valores previstos por las empresas (3,8%) y del GTS (12,4%), pero en línea con la tendencia alcista observada en la media móvil de 12 meses, que registra un valor a junio del 2,0%.
- La demanda de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar se corresponde con la prevista por las empresas, con la excepción de los peajes 2.2 y 2.5, para los cuales se ha considerado la tasa acumulada a junio de 2016. Como resultado de lo anterior, se estima que la demanda de este colectivo se reducirá un 0,8%, en línea con la media móvil de 12 meses a junio (-0,8%), en menor medida que la contracción prevista por las empresas (-3,7%) y el GTS (-3,1%).
- La demanda de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar se corresponde con la previsión remitida por las empresas, con la excepción de los peajes 2.2 y 2.3, para los cuales se ha considerado media móvil de 12 meses a junio de 2016. En consecuencia, se estima que la demanda de estos consumidores aumentará un 0,8%, por debajo del aumento previsto por las empresas (1,4%) y el GTS (2,6%).

Una vez confeccionado el escenario de previsión de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar, se ha estimado la capacidad contratada de dichos consumidores teniendo en cuenta tanto las

previsiones remitidas por las empresas distribuidoras, como la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. En particular:

- Para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar se ha considerado la capacidad contratada promedio registrada entre enero y junio de 2016, con la excepción del peaje 1.2 para los que se ha mantenido la previsión realizada por las empresas.
- Para los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar se ha mantenido las previsiones de las empresas para los peajes 2.1, 2.3, 2.4, considerándose para los peajes 2.2 y 2.3 el promedio del caudal registrado entre enero y junio de 2016 y para el peaje 2.5 el caudal promedio registrado en los últimos 12 meses.
- Para los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar se ha mantenido la previsión remitida por las empresas para los peajes 2.1, 2.4, 2.5 y 2.6, aplicándose para los peajes 2.2 y 2.3 la media móvil registrada a junio de 2016.

Demanda convencional prevista para 2016

En el Cuadro I.8 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC con el escenario de previsión facilitado por el GTS y por las empresas transportistas y distribuidoras. Según el escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en 2016¹⁷ alcanzará los 245,7 TWh, un 1,5% superior a la registrada en 2015 y un 2,7% y un 1,7% inferior a las demandas previstas por el GTS y las empresas, respectivamente.

La capacidad contratada prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2015¹⁸ se incrementará un 0,8% respecto de la registrada en 2015 y resulta un 1,9% inferior a la capacidad contratada prevista por las empresas distribuidoras.

¹⁷ Excluido el GNL directo a cliente final.

¹⁸ La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente, la del peaje 3.5.

Cuadro I.8. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre de 2016⁽¹⁾

GTS	Prevision cierre 2016			Tasa de variación respecto real 2015		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	72.905.007	59	305.446.474	12,4%	-5,7%	30,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.518.979	140	234.898.100	-3,1%	-3,2%	96,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	82.065.097	3.453	758.953.423	2,6%	-3,0%	119,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	65.043.849	7.625.635	24.664.510	2,3%	0,9%	9,5%
TOTAL	252.532.932	7.629.286	1.323.962.506	4,3%	0,9%	83,5%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.293.750			-3,7%		
TOTAL	262.826.682	7.629.286	1.323.962.506	4,0%	0,9%	83,5%

Empresas	Prevision cierre 2016			Tasa de variación respecto real 2015		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	67.350.661	59	236.934.118	3,8%	-5,7%	1,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.323.083	136	114.415.883	-3,7%	-6,0%	-4,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	81.154.997	3.453	361.774.674	1,4%	-3,0%	4,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	69.226.104	7.663.987	28.343.754	8,8%	1,4%	25,9%
TOTAL	250.054.844	7.667.636	741.468.429	3,3%	1,4%	2,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.718.693			0,2%		
TOTAL	260.773.538	7.667.636	741.468.429	3,2%	1,4%	2,8%

CNMC	Prevision cierre 2016			Tasa de variación respecto real 2015		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	66.441.172	64	235.404.046	2,4%	2,8%	0,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.310.191	146	123.457.906	-0,8%	0,6%	3,2%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.660.251	3.554	345.242.246	0,8%	-0,2%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	65.308.556	7.663.987	23.388.622	2,7%	1,4%	3,9%
TOTAL	245.720.170	7.667.751	727.492.821	1,5%	1,4%	0,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.030.380			3,2%		
TOTAL	256.750.550	7.667.751	727.492.821	1,6%	1,4%	0,8%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Nota: (1) La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar incluye únicamente la del peaje 3.5 en los tres escenarios de previsión.

1.3. Previsión demanda interrumpible

En el Cuadro I.9 se resumen las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad en el periodo octubre 2015-septiembre 2016 y en el periodo octubre 2016–septiembre 2017, según la información publicada por el GTS.

Cuadro I.9. Capacidades ofertadas y asignadas por zonas de interrumpibilidad.
(GWh/día)

Zonas Interrumpibilidad	Tipo	Oct 14 - Sep 15		Oct 15 - Sep 16		Condición
		Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	
1- Red preitoral 45 bar	A	2,000		2,000	0,500	Hasta la construcción del ramal norte del gasoducto "Martorell-Figuères" y gasoducto Figueres-Figuères.
2- Red de Pamplona	A	3,000		3,000		Localizándose 2 GWh/día en las inmediaciones de Egües (G03.02), hasta la construcción del gasoducto Puente la Reina-Muruarte de Reta, y 1 GWh/día en las inmediaciones de Berriáin (E05), hasta la incorporación de la duplicación Sansoain-Lumbier
TOTAL		5,000	-	5,000	0,500	

Fuente: GTS y CNMC.

El GTS estima que la capacidad contratada interrumpible será 500 MWh/día, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras no han estimado capacidad interrumpible.

Teniendo en cuenta la información anterior, se ha estimado en 125 MWh/día la capacidad interrumpible para el cierre de 2016, resultado de considerar la parte proporcional al periodo octubre-septiembre de 2016.

Por último, se indica que las previsiones de consumo, caudal y número de clientes de los peajes interrumpibles previstas para el cierre de 2016, se han descontado de las previsiones de los peajes firmes asociados.

1.4. Demanda nacional

En el Cuadro I.10 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2016, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica y convencional. Se estima que la demanda de gas natural se reducirá un 1,6% respecto de la registrada en 2015, tasa inferior a la media móvil de 12 meses a septiembre de 2016 (-0,4%) y similar a la tasa acumulada a dicho mes (-1,7%).

Cuadro I.10. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2016

	GWh		Tasa de variación
	Año 2015 (SIFCO)	Previsión cierre 2016	% variación 2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	122.110.614	115.304.831	-5,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	37.304.320	36.523.726	-2,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.169.575	80.748.901	0,7%
<i>P ≤ 4 bar</i>	63.602.471	65.310.457	2,7%
TOTAL	303.186.980	297.887.915	-1,7%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.693.089	11.030.380	3,2%
TOTAL	313.880.069	308.918.294	-1,6%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

En el Cuadro I.11 se muestra el escenario de demanda desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor.

Cuadro I.11. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2016 desagregado por peaje de acceso

Periodo	Año 2016												
	Generación Eléctrica			Plantas Satélite			Resto			TOTAL			
	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	
	MWh	Nº	Qd (KWh/día)	MWh	Nº	Qd (KWh/día)	MWh	Nº	Qd (KWh/día)	MWh	Nº	Qd (KWh/día)	
TOTAL GRUPO 1	48.863.658	36	290.060.891	0	0	0	60.547.242	62	215.304.046	109.410.900	99	505.364.937	
GRUPO 1	48.863.658	36	290.060.891	0	0	0	60.547.242	62	215.304.046	109.410.900	99	505.364.937	
P<60 bares	1.1	<200.000	125.020	18	1.817.794	0	0	0	1.839.243	22	8.778.140	1.964.263	
	1.2	<1.000.000	3.181.455	7	53.385.104	0	0	0	16.168.099	25	59.949.907	19.349.554	
	1.3	>1.000.000	45.557.183	12	234.857.992	0	0	0	42.539.899	16	146.576.000	88.097.062	
TOTAL GRUPO 2	3.302.185	3	24.241.333	0	0	0	113.939.169	3.699	468.575.152	117.241.354	3.702	492.816.485	
GRUPO 2	3.302.185	3	24.241.333	0	0	0	113.939.169	3.699	468.575.152	117.241.354	3.702	492.816.485	
16<P<60 bares	2.1	<50	0	0	0	0	33.310.191	146	123.457.808	36.523.726	147	147.457.995	
	2.2	<5.000	0	0	0	0	2.194	10	36.411	2.194	10	36.411	
	2.3	<30.000	0	0	0	0	90.741	32	365.008	90.741	32	365.008	
	2.4	<100.000	0	0	0	0	447.525	34	2.285.519	447.525	34	2.285.519	
	2.5	<500.000	0	0	0	0	1.031.534	20	5.001.278	1.031.534	20	5.001.278	
	2.6	>500.000	3.213.535	1	24.000.000	0	0	23.604.031	18	85.781.472	26.817.599	19	109.781.472
GRUPO 3	88.650	2	241.333	0	0	0	80.628.978	3.553	345.117.246	80.717.628	3.555	345.358.579	
4<P<16 bares	2.1	<50	0	1	22.815	0	0	155.072	722	1.092.647	155.073	722	1.115.462
	2.2	<5.000	4.240	1	140.865	0	0	2.897.731	1.301	11.855.852	2.901.971	1.302	11.966.418
	2.3	<30.000	1.072	0	991	0	0	13.062.308	993	68.865.570	13.053.391	993	68.867.151
	2.4	<100.000	5.589	0	7.577	0	0	18.371.935	342	80.690.981	18.377.525	342	80.698.557
	2.5	<500.000	38.236	0	41.285	0	0	37.020.396	184	147.071.169	37.058.632	184	147.112.454
	2.6	>500.000	39.513	0	28.511	0	0	9.101.534	12	35.570.025	9.141.047	12	35.598.538
TOTAL INTERRUPTIBLES	0	0	0	0	0	0	31.273	0	125.000	31.273	0	125.000	
GRUPO A	0	0	0	0	0	0	31.273	0	125.000	31.273	0	125.000	
P<60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7	>500	0	0	0	0	31.273	0	125.000	31.273	0	125.000	
GRUPO B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P<60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x	0	0	0	904.822	88.776	1.698.521	64.405.634	7.575.212	21.690.101	65.310.457	7.663.987	23.388.622	
GRUPO 3	0	0	0	904.822	88.776	1.698.521	64.405.634	7.575.212	21.690.101	65.310.457	7.663.987	23.388.622	
P<= 60 bar (3)	3.1	<5	0	0	132.631	63.967	0	10.907.395	4.507.814	0	10.940.326	4.571.581	
	3.2	<=50	0	0	206.012	24.095	0	25.714.599	2.997.939	0	29.920.611	3.022.033	
	3.3	<100	0	0	14.881	228	0	1.535.384	23.280	0	1.550.265	23.508	
	3.4	100 < C <= 30.000	0	0	249.138	468	0	22.057.384	46.123	0	22.306.522	46.592	
	3.5 (4)	>30.000	0	0	301.860	18	1.698.521	4.290.873	255	21.690.101	4.592.732	273	
PEAJE DE MATERIA PRIMA	0	0	0	0	0	0	5.893.931	2	20.100.000	5.893.931	2	20.100.000	
P < 60 bar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<60 bares	0	0	0	0	0	0	5.893.931	2	20.100.000	5.893.931	2	20.100.000	
4<P<16 bares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Suministro GNL Directo a cliente final (5)	0	0	0	11.030.388	0	0	0	0	0	11.030.388	0	0	
TOTAL GAS DE EMISIÓN	52.165.844	39	314.302.224	11.935.202	88.776	1.698.521	244.817.248	7.578.975	725.794.299	308.918.294	7.667.790	1.041.795.044	

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

1.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro I.12 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre de 2016 remitidas por el GTS y las empresas transportistas¹⁹. Ambos agentes contemplan un aumento de las exportaciones con destino a Francia y una reducción de las exportaciones destino a Portugal, aunque de distinta magnitud: el GTS estima que las exportaciones se incrementarán un

¹⁹ Se indica que las previsiones excluyen el gas asociado al antiguo contrato de Tránsito, dado que los ingresos asociados a dicho contrato no se incluyen en las liquidaciones del sistema.

12,4% sobre las registradas en 2015, mientras que las empresas transportistas esperan un aumento del 5,3%.

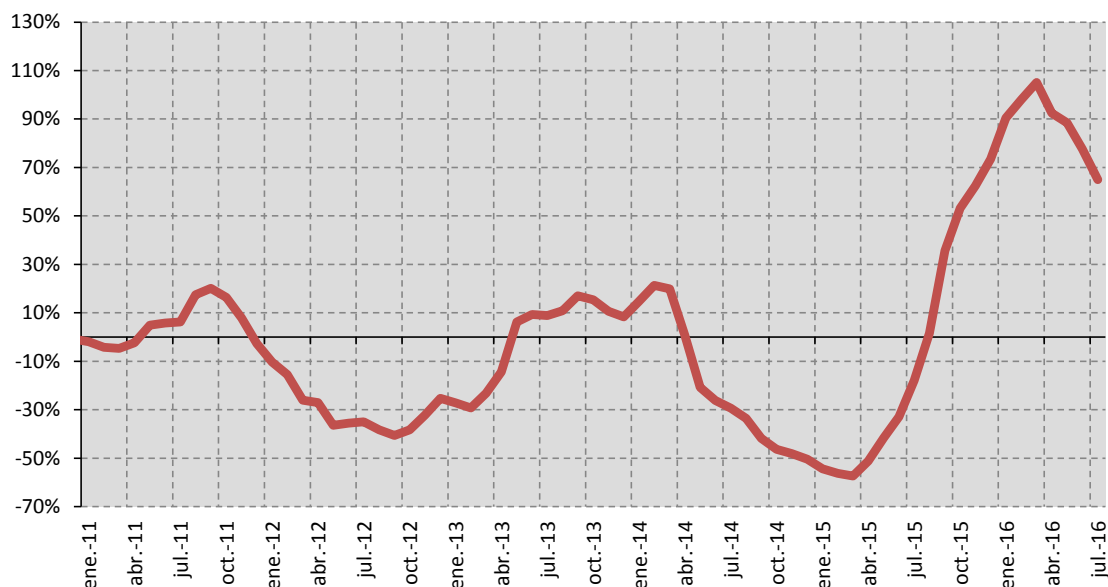
Cuadro I.12. Previsión de exportaciones para el año 2016 remitida por el GTS y las empresas transportistas (MWh)

	Año 2015 (MWh)	Año 2016		Tasa de variación 2016 sobre 2015	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
Francia	5.371.885	8.372.136	7.853.505	55,9%	46,2%
Portugal	10.092.472	9.010.393	8.437.269	-10,7%	-16,4%
TOTAL	15.464.357	17.382.529	16.290.774	12,4%	5,3%

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.
 Incluye el volumen asociado al antiguo contrato de tránsito.

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, la media móvil de 12 meses a julio de 2016 del volumen de las exportaciones es del 64,98%, mientras que la tasa acumulada a dicha fecha es de 24,66%, si bien la evolución presenta una alta variabilidad, tal y como se observa en el Gráfico I.6. Atendiendo a dicha alta variabilidad se ha considerado como mejor previsión para el cierre de 2016 la remitida por las empresas transportistas.

Gráfico I.6. Variación del volumen de gas exportado por las conexiones internacionales. Media móvil de 12 meses



Fuente: SIFCO

En relación con la previsión de la capacidad contratada en las exportaciones, se ha considerado como mejor previsión la remitida por las empresas transportistas, una vez se ha contrastado con la información que sobre la capacidad contratada en las conexiones internacionales publica ENAGAS en su página web²⁰.

Esto es, se considera que a la fecha de emisión del presente informe, la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación a Francia es de 126,4 GWh/día, lo es un 40% superior a la registrada en 2015, y que coincide con la registrada entre enero y julio de 2016.

Análogamente, se considera que la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación Portugal es de 26,8 GWh/día, un 12% inferior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional en 2015, y un 7,6% inferior a la registrada entre enero y julio de 2016.

2. Previsión de demanda 2017

2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En aplicación de lo establecido en el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, el OS y el GTS han remitido un informe conjunto sobre la previsión de demanda de gas natural por las centrales de generación eléctrica que utilizan como combustible gas natural para el año 2017. En particular, el OS ha elaborado los escenarios de cobertura de la demanda por tecnologías, teniendo en cuenta los escenarios de precios de gas natural más probables remitidos por el GTS.

El OS señala en la información remitida a la CNMC que en la previsión de la cobertura de la demanda por tecnología se han tenido en cuenta los distintos escenarios de precios del gas aportados por el GTS y un modelo de coordinación hidrotérmica que, teniendo en cuenta la estocasticidad de las aportaciones hidráulicas y del fallo fortuito del equipo térmico, minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico.

Asimismo, indica que se ha considerado un funcionamiento mínimo de las centrales de ciclo combinado por restricciones técnicas zonales que supone un producción mínima de 14.000 GWh y que no se incluye el consumo de gas en las centrales de cogeneración con régimen primado y tampoco se incluye el consumo de gas en el arranque de centrales térmicas de carbón o el utilizado como combustible de apoyo.

20

http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_Gas/CapacidadesTransporte/CapacidadDeInstalaciones

El informe pone de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2017 dependerá:

1. De la relación de precios entre el coste del gas y el coste del carbón, que determinará la competitividad relativa de precios entre el gas natural y el carbón.
2. De la producción hidráulica del año, que dependerá de la hidraulicidad del año y del agua embalsada.

Respecto de la relación de precios entre el coste del gas y el coste del carbón se indica que en el informe conjunto del OS y el GTS se han considerados los siguientes escenarios de precios de gas en frontera²¹ para un único escenario de precios del carbón que presenta una evolución alcista (creciendo linealmente de 55 \$/t en enero hasta 68 \$/t en diciembre).

- Escenario de bajada progresiva del precios del gas hasta los 10 €/MWh: Bajada progresiva del precio de gas en el mercado spot desde los 14 €/MWh hasta alcanzar los 10 €/MWh que reflejaría una ventaja competitiva de la generación con gas vs carbón.
- Escenario de precios continuista (16-18 €/MWh) que supone una ventaja competitiva de la mayoría de las centrales de carbón sobre las de ciclo combinado, excepto aquellas alejadas del puerto o de muy reducida eficiencia.
- Escenario alto (25 €/MWh), que supondría la ventaja absoluta de los precios de generación con carbón sobre los de generación con gas natural, volviendo a los niveles de previos de comienzo de 2015.

Asimismo, se ha considerado un precio spot del derecho de emisión de CO₂ de 6 €/t.

Respecto de la producción hidráulica, se indica en el informe que se han considerados tres escenarios de hidraulicidad: seco, medio y húmedo.

Como resultado de lo anterior, para el año 2017 en el citado informe se proporcionan 9 escenarios de previsión de consumo de gas por los ciclos combinados peninsulares y un escenario de demanda de gas de los ciclos combinados de Baleares (1,6 TWh). Según la información aportada en el informe conjunto del OS y el GTS, en el escenario más probable el consumo de gas por los ciclos combinados peninsulares asciende a 53 TWh, en una situación de ventaja competitiva del carbón y con pluviosidad media.

Adicionalmente, en respuesta a la solicitud de información de la CNMC, el GTS aporta el escenario de previsión de la demanda de gas natural para el ejercicio

²¹ A los precios de gas en frontera habría que añadir los peajes y cánones de ATR del sistema gasista para determinar el precio de gas suministrado en la central eléctrica.

2017 adelantado, en cumplimiento del calendario propuesto en el Protocolo de Detalle PD-07. “*Programaciones y nominaciones de infraestructura de transporte*”. En el citado escenario se incluye como mejor previsión de la demanda de gas natural de las instalaciones de generación eléctrica nacional de 59,2 TWh. Según la información aportada por el GTS este escenario se corresponde con un escenario de precios continuista (16-18 €/MWh) y una pluviosidad media.

Por otra parte, se dispone los escenarios de cobertura de demanda remitidos a esta Comisión por el OS en respuesta a la solicitud de información para la elaboración del correspondiente informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de electricidad 2017.

Los escenarios analizados para el territorio peninsular resultan de considerar un funcionamiento mínimo de los ciclos combinados por restricciones técnicas zonales (con una producción mínima de 14.000 GWh), tres escenarios de precios del gas (10 €/MWh, 17 €/MWh y 25 €/MWh) y tres escenarios de hidraulicidad. En el escenario más probable (considerando un precio del gas de 17 €/MWh e hidraulicidad media) el OS estima que la producción de los ciclos combinados alcanzará los 26,6 TWh.

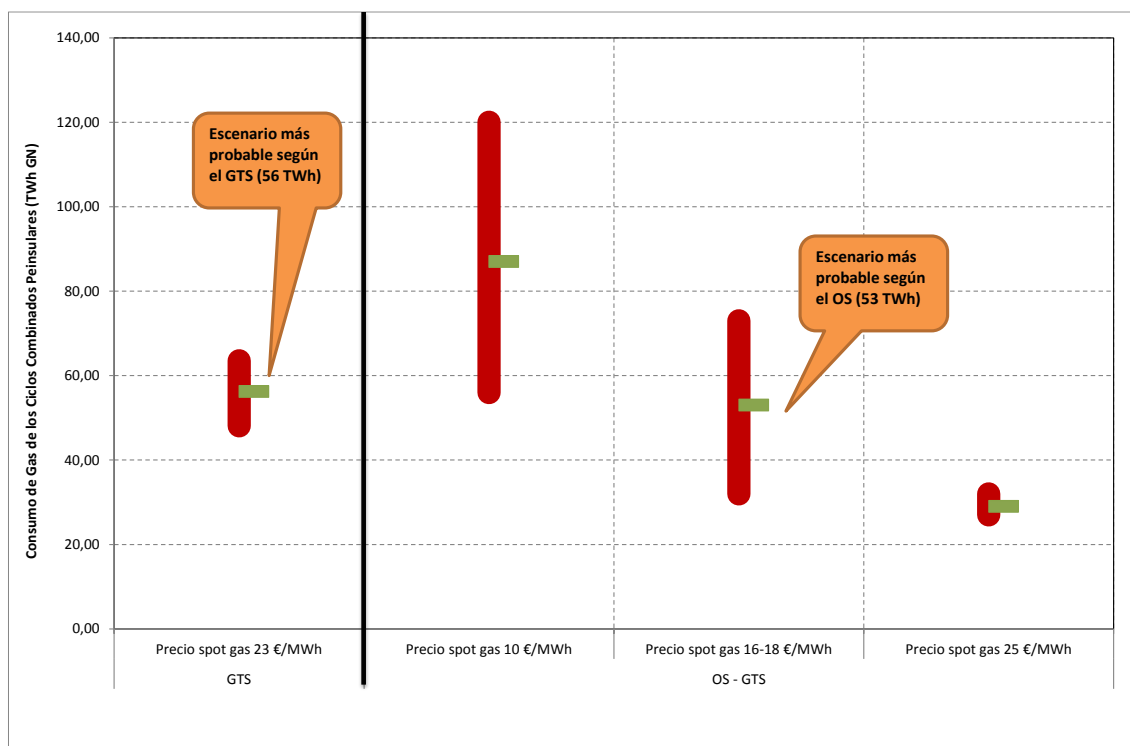
En Baleares el OS contempla únicamente un escenario de previsión.

Finalmente, se dispone de la previsión de la demanda de los ciclos combinados proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras.

Demanda destinada a la generación eléctrica peninsular

En el Gráfico I.7 se muestran los escenarios de previsión de los consumos de gas de los ciclos combinados peninsulares según el informe conjunto del OS y el GTS, el previsto por el GTS y los previstos por el OS para 2017.

Gráfico I.7. Consumo de gas de los ciclos combinados peninsulares previsto para 2017



Fuente: GTS y OS

En el Cuadro I.13. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista según el informe conjunto del OS y GTS para el 2017 y la cobertura de la demanda registrada durante los últimos 12 meses (GWh) Cuadro I.13 se comparan los escenarios de cobertura de electricidad previstos para el 2016 en el informe conjunto del OS y el GTS, con hidraulicidad media y la cobertura registrada en los últimos 12 meses.

Cuadro I.13. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista según el informe conjunto del OS y GTS para el 2017 y la cobertura de la demanda registrada durante los últimos 12 meses (GWh)

	Escenarios de cobertura de la demanda del OS									Últimos 12 meses a	
	Escenarios de precio del gas									Sep 2015 - Ago 2016	Oct 2015 - Sep 2016
	Escenario bajo (Precio del gas 10 €/MWh)			Escenario central (Precio del gas 16-18 €/MWh)			Escenario alto (Precio del gas 25 €/MWh)				
	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda		
<i>Hidráulica</i>	18.356	34.151	51.138	19.474	34.408	50.920	20.146	33.943	50.120	39.355	39.352
<i>Nuclear</i>	53.344	52.548	51.342	53.491	52.762	51.599	53.604	52.744	51.504	55.682	55.821
<i>Carbón</i>	12.127	11.785	10.176	34.876	28.591	21.682	55.309	41.421	25.716	35.201	34.909
<i>Fuel - Gas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>CCGT'S</i>	60.128	43.662	27.868	36.370	26.577	16.119	15.799	14.634	13.484	22.184	22.336
<i>Régimen Especial</i>	106.629	108.839	111.185	106.639	108.847	111.218	106.723	108.839	111.182	94.149	94.010
Generación	250.584	250.985	251.709	250.850	251.185	251.538	251.581	251.581	252.006	246.571	246.428
<i>Consumos Bombeos</i>	5.063	5.464	6.188	5.329	5.664	6.017	6.060	6.060	6.485	5.342	5.241
<i>Enlace Baleares</i>	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338	-1.290	-1.280
<i>Saldo Físico Internacional</i>	7.859	7.859	7.859	7.859	7.859	7.859	7.859	7.859	7.859	7.300	8.580
Demanda	252.042	252.042	252.042	252.042	252.042	252.042	252.042	252.042	252.042	247.239	248.488
Consumo Ciclos	120.000	87.000	56.000	73.000	53.000	32.000	32.000	29.000	27.000	50.330	50.596
Factor eficiencia	50,1%	50,2%	49,8%	49,8%	50,1%	50,4%	49,4%	50,5%	49,9%	44,1%	44,1%

Fuente: GTS, OS y CNMC

Al respecto, se formulan las siguientes observaciones:

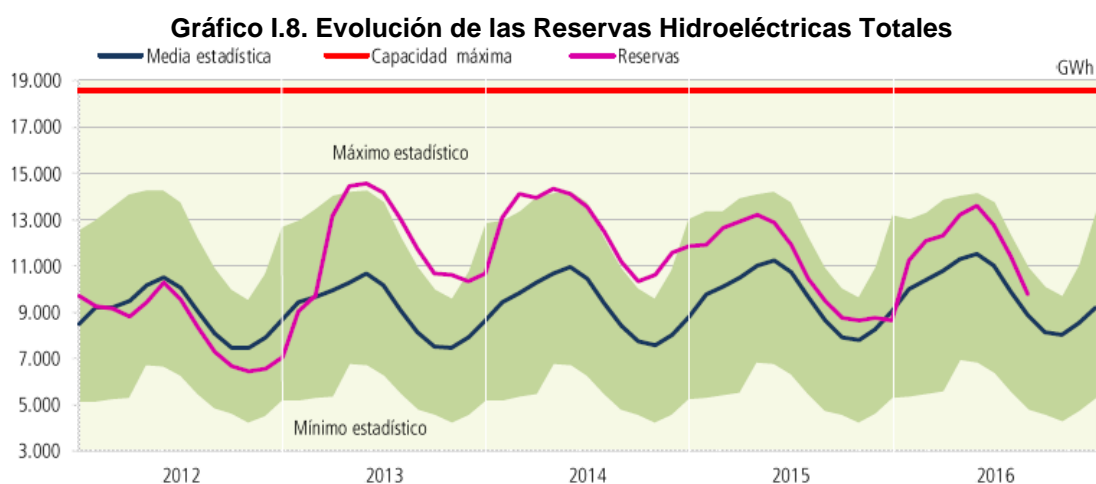
1. La demanda prevista para el ejercicio 2016 asciende a 252 TWh, un 1,4% superior a la demanda registrada en los últimos 12 meses. Al respecto, se indica que demanda en b.c. peninsular registra una tasa móvil de 12 meses a septiembre de 2016 es del 0,06%.

Teniendo en cuenta tanto las previsiones aportadas por los distintos agentes a efectos de la elaboración del informe sobre la propuesta de Orden de revisión de peajes eléctricos para 2017, como la evolución de la demanda y la previsión de evolución económica, esta Comisión estima la demanda en b.c. del sistema peninsular para 2017 en 250,2 TWh, un 0,7% inferior a la prevista por el OS en su escenario central.

2. El informe conjunto del OS y el GTS señala como escenario más probable el que corresponde al escenario de precios de gas natural de 17 €/MWh, situación en la que se produce una precedencia en coste de la mayoría en las centrales de carbón, excepto aquellas muy alejadas del puerto, obsoletas o de reducida eficiencia.

El consumo de gas natural previsto en el escenario más probable (53 TWh) y con un precio de gas natural similar al actual (16 €/MWh), es un 5,3% superior al consumo de gas registrado por los ciclos combinados peninsulares en los últimos 12 meses (50,3 TWh).

3. El factor de eficiencia de las centrales de generación de ciclo combinado previsto para el año 2017 en el informe conjunto del OS y el GTS es del 50%, superior al registrado durante los últimos 12 meses a septiembre de 2016 (44,1%).
4. Según se indica en el informe conjunto, el objetivo del modelo utilizado por REE es calcular la cobertura que minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico. En relación con lo anterior REE señala que en un entorno de competencia perfecta, las ofertas de cada generador serían de precio igual al coste marginal, por lo que la explotación basada en minimización de costes variables conducirá a los mismos resultados que un mercado perfectamente competitivo.
5. En relación con la producción hidráulica prevista en el escenario más probable se indica que las reservas hidroeléctricas totales a agosto de 2016, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran ligeramente por encima del máximo estadístico (véase Gráfico I.8).

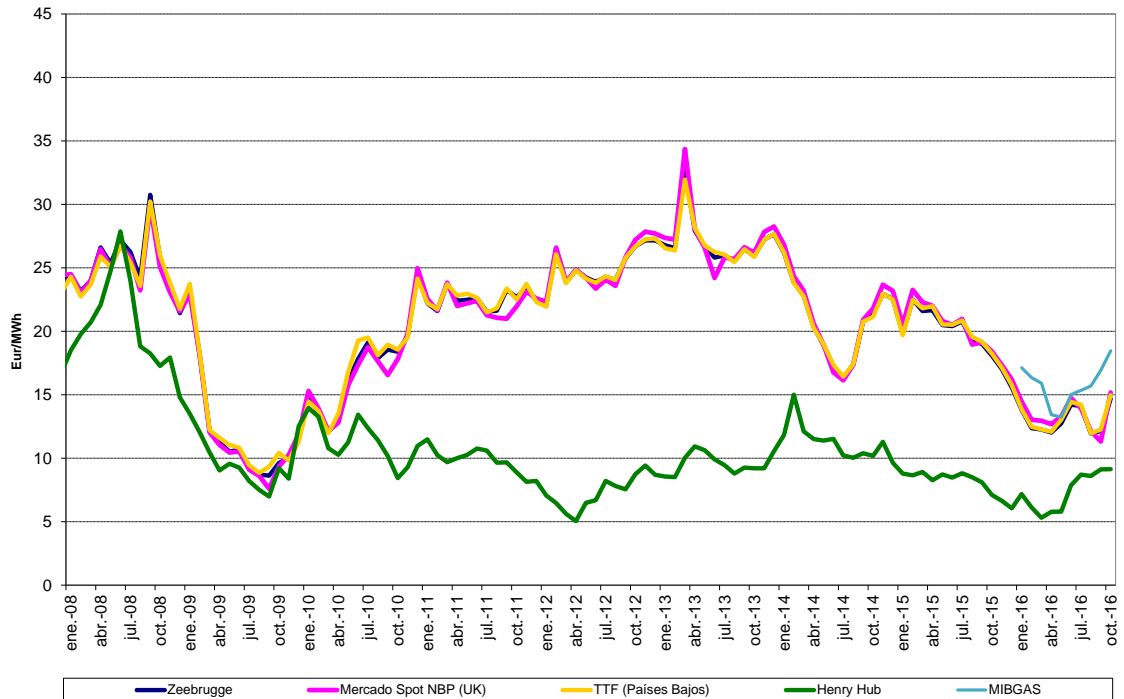


Fuente: REE, Boletín mensual agosto 2015

Cabe señalar que la producción hidroeléctrica registrada durante los últimos 12 meses a septiembre de 2016 (39.355 GWh) es un 13% superior a la considerada en el escenario de más probable (el cual considera una hidraulicidad media).

6. En todos los escenarios se considera un saldo exportador de 7.859 GWh, un 9,2% inferior al registrado en los últimos 12 meses a septiembre de 2016 (8.590 GWh).
7. En relación con los escenarios de precios considerados, se indica que los precios del gas natural en los mercados spot europeos se mantienen estables entre los 12 €/MWh y los 15 €/MWh, durante los últimos meses (véase Gráfico I.9).

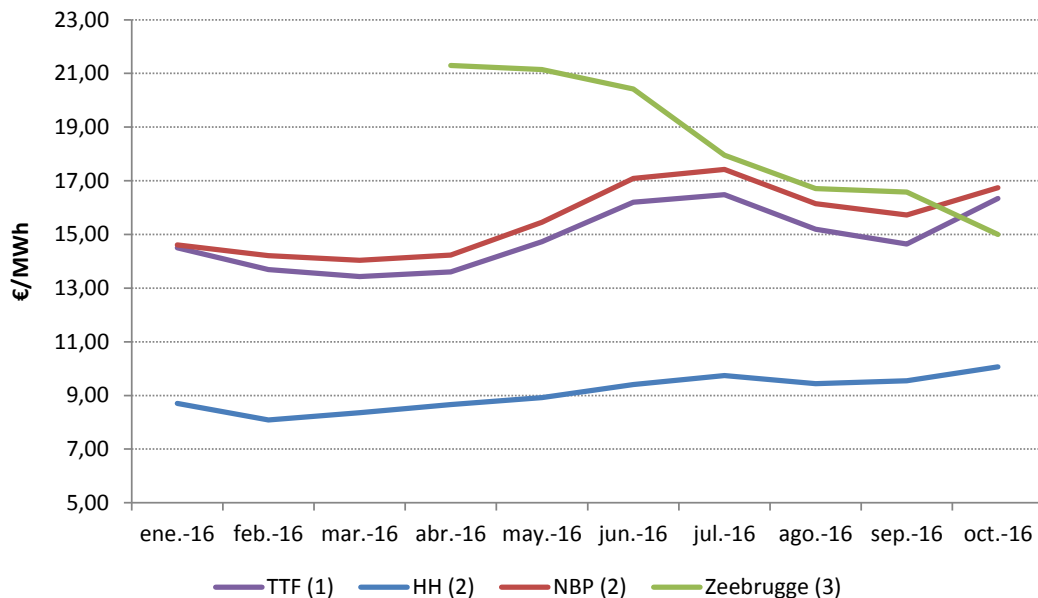
Gráfico I.9. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNMC.

Por otra parte, la cotización de los contratos a plazo con entrega en 2016 en los mercados europeos se sitúan en el entorno de los 16 €/MWh, nivel de precios considerado en el escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (véase Gráfico I.10).

Gráfico I.10. Evolución del promedio de las cotizaciones de los contratos con vencimiento en 2017



Fuentes: Platts y CNMC.

- (1) Promedio de las cotizaciones de los contratos anuales con vencimiento en 2017
- (2) Promedio de los contratos mensuales con vencimiento en 2017.
- (3) Promedio de los contratos trimestrales con vencimiento en 2017. Se indica que los contratos de cada trimestre comienzan a cotizar en el primer día del trimestre+1 del año anterior.

Respecto del precio de referencia del carbón, se observa que la cotización en EEX del contrato a plazo de carbón de calidad API2 con entrega en ARA con vencimiento en 2017 muestra una tendencia creciente desde febrero de 2016, situándose en precios cercanos a 8 €/MWh, en línea con los contemplados en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (véase Gráfico I.11).

Gráfico I.11. Evolución de los precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t)
Periodo 1 de enero de 2014- 30 de septiembre de 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Por último, respecto del precio de referencia del CO₂ implícito en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (6 €/t CO₂) se indica que es ligeramente superior al valor esperado para 2017, teniendo la cotización del contrato EUA Dic-17 (véase Gráfico I.12).

Gráfico I.12. Evolución de la cotización de los derechos de emisión de CO2 (EUA Dec-17). Periodo 1 de enero de 2014- 30 de septiembre de 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ICE

Finalmente, según la información remitida por las empresas distribuidoras, la demanda de los ciclos combinados durante el ejercicio 2017 alcanzaría **56,0 TWh**.

Teniendo en cuenta las observaciones formuladas anteriormente, se considera una demanda destinada a la generación eléctrica en el sistema peninsular para 2017 de **53 TWh**, escenario similar al considerado en el informe conjunto del OS y del GTS e inferior al previsto por el GTS (56,2 TWh) y coherente con la cobertura de la demanda para el ejercicio 2017 prevista por la CNMC en “*Informe de respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017*”. La cobertura de la demanda en b.c. prevista para 2017 resulta de considerar:

- La producción renovable prevista por la CNMC para 2017.
- La producción de las centrales de carbón prevista para 2017 se ha estimado por la CNMC teniendo en cuenta impacto de la Directiva de emisiones industriales.
- La producción de las centrales nucleares, las centrales hidráulicas, el consumo de los bombeos y el sado físico internacional para 2017 se corresponde con la previsión del OS.

Demanda destinada a la generación eléctrica balear

La previsión de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica balear, está sujeta a varias incertidumbres, tales como la evolución de la actividad económica, y los precios de los distintos combustibles que determinarían el orden de mérito económico.

En el informe conjunto del GTS y el OS se estima para 2016 la demanda de gas en el Sistema Balear de **1.606 GWh** (161 GWh correspondiente al Subsistema Mallorca-Menorca y 1.445 GWh correspondiente al Subsistema Ibiza-Formentera), no indicándose las hipótesis consideradas en su previsión.

Al respecto, cabe señalar que, dicha previsión de generación con gas natural en el sistema Balear para el ejercicio 2017 coincide con la previsión de cobertura de la demanda eléctrica del escenario central de previsión del OS en el subsistema balear, proporcionado en respuesta a la solicitud de información para la tarifa eléctrica 2017.

Según dicha información, en el escenario de cobertura se han considerado las siguientes hipótesis:

- Los datos técnicos y económicos considerados son los publicados en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de

producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

- Programa de mantenimiento anual del equipo generador (indisponibilidad programada) aprobado por Red Eléctrica, teniendo en cuenta las condiciones y flexibilidad de fechas planteadas por la empresa propietaria.
- Energía aportada al Sistema Eléctrico Balear por el enlace con la península.

Adicionalmente, se dispone de la previsión de cobertura de la demanda en el subsistema balear proporcionado por la empresa generadora en respuesta a la solicitud de información para la tarifa eléctrica 2016. Según dicha información, la producción con tecnología cuyo combustible es el gas natural ascenderá a 703,0 GWh, un 25% a la considerada por el OS, y que suponiendo un factor de eficiencia del 31%²² implicaría una demanda de gas en el sistema balear de 2,2 TWh.

Por último, las empresas gasistas estiman una demanda de gas de la generación eléctrica balear de **3,4 TWh**.

Al respecto, se indica que el consumo de gas de las centrales de generación eléctrica situadas en el territorio balear durante los últimos 12 meses (jul 2015-jun 2016) es de 3.751 GWh.

Teniendo en cuenta las diferentes previsiones de los agentes y la evolución reciente, se estima que la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear alcanzara los **2,8 TWh** en 2017, valor intermedio entre el previsto en el informe conjunto del OS y el GTS y el valor considerado por las empresas y acorde con la evolución de la demanda prevista por el generador y la cobertura de la demanda prevista por la CNMC en el “*Informe de respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017*”.

Demanda destinada a la generación eléctrica a nivel nacional

En el Cuadro I.14 se compara la demanda de gas destinada a la generación eléctrica prevista por el OS y el GTS en condiciones de hidraulicidad media, la prevista por el GTS, la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras y la prevista por la CNMC. La demanda destinada a la generación de electricidad prevista por la CNMC para el ejercicio 2017 asciende a **55,8 TWh**, un 5,7% inferior a la prevista por el GTS (**59,2 TWh**), y un 49,1% superior al escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (**54,6 TWh**).

²² Factor registrado en los últimos doce meses.

**Cuadro I.14. Previsión de demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica.
Resumen de escenarios del GTS y del OS para 2017 (TWh).**

		Peninsular	Baleares	Nacional
GTS (Precio spot gas 16-18 €/MWh €/MWh)		56,2	3,0	59,2
OS	<i>Precio spot gas 10 €/MWh</i>	87,0	1,6	88,6
	<i>Precio spot gas 16-18 €/MWh</i>	53,0	1,6	54,6
	<i>Precio spot gas 25 €/MWh</i>	29,0	1,6	30,6
Empresas		47,9	3,4	51,3
CNMC		53,0	2,8	55,8

Fuente: OS, GTS, información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

Caudal contratado por las centrales de generación eléctrica

En el Cuadro I.15 se muestra la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica del GTS y de las empresas gasistas para el ejercicio 2017. Según dicha información, el GTS estima que el caudal contratado promedio se incrementará un 1,2% respecto del caudal previsto para el cierre del ejercicio 2016, mientras que las empresas estiman que el caudal contratado promedio del ejercicio 2016 se reducirá un 1,4% sobre el previsto para el cierre de 2016, explicado por la contracción del caudal de los consumidores conectados en redes de presión entre 16 y 60 bar.

Cuadro I.15. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por las empresas transportistas y distribuidoras para 2017

GTS	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2015 (SIFCO)	Previsión de cierre 2016	Previsión 2017	2016 sobre 2015	2017 sobre 2016
<i>P > 60 bar</i>	344.126.501	282.954.235	286.425.449	-17,8%	1,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	15.000.000	15.000.000	-54,5%	0,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	447.085	1.000.000	1.000.000	123,7%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>					
TOTAL	377.573.586	298.954.235	302.425.449	-20,8%	1,2%

Empresas	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2015 (SIFCO)	Previsión de cierre 2016	Previsión 2017	2016 sobre 2015	2017 sobre 2016
<i>P > 60 bar</i>	344.126.501	287.739.186	293.833.572	-16,4%	2,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	25.500.000	15.000.000	-22,7%	-41,2%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	447.085	390.000	390.000	-12,8%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-				
TOTAL	377.573.586	313.629.186	309.223.572	-16,9%	-1,4%

Fuente: Información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre el funcionamiento de los ciclos combinados, el impacto del Real Decreto 984/2015 y la información proporcionada por el GTS y las empresas, esta Comisión ha optado en 2017 por mantener la capacidad contratada prevista para 2016 (véase Cuadro I.16).

Cuadro I.16. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por la CNMC para 2017

	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2015 (SIFCO)	Previsión de cierre 2016	Previsión 2017	2016 sobre 2015	2017 sobre 2016
<i>P > 60 bar</i>	344.126.501	290.060.891	290.060.891	-15,7%	0,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	24.000.000	15.000.000	-27,3%	-37,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	447.085	241.333	241.333	-46,0%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	377.573.586	314.302.224	305.302.224	-16,8%	-2,9%

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.17 se compara la previsión para 2017 de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS y de las empresas gasistas. Se observa que tanto el GTS como las empresas distribuidoras y transportistas estiman que la demanda se incrementará en 2017 (un 1,8% el GTS y un 1,9% las empresas transportistas y distribuidoras) sobre sus respectivas previsiones de para el 2016, motivado por un incremento de la demanda de todos los grupos tarifarios, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados a más de 60 bar, para los que ambos agentes contemplan una contracción (un 1,5% por parte del GTS y un 1,6% por parte de las empresas).

Cuadro I.17. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para 2017

GTS	Previsión de cierre 2016	Previsión 2017	% variación 2017 sobre 2016
<i>P > 60 bar</i>	72.995.816	71.866.625	-1,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.541.538	33.507.302	3,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	82.167.315	84.296.652	2,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	68.932.806	71.970.383	4,4%
TOTAL	256.637.475	261.640.962	1,9%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.710.394	10.389.129	-3,0%
TOTAL	267.347.870	272.030.091	1,8%

Empresas	Previsión de cierre 2016	Previsión 2017	% variación 2017 sobre 2016
<i>P > 60 bar</i>	67.350.661	66.301.638	-1,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.323.083	33.279.097	3,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	81.154.997	83.824.156	3,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	69.226.104	72.041.814	4,1%
TOTAL	250.054.844	255.446.705	2,2%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.718.693	10.389.129	-3,1%
TOTAL	260.773.538	265.835.833	1,9%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

En el Cuadro I.18 se compara la previsión para el 2017 de la demanda del grupo 3 del GTS y de las empresas gasistas, distinguiendo entre consumidores conectados a plantas satélites y consumidores conectados a la red de transporte y distribución.

En relación con la demanda prevista para el 2017, el GTS estima que la demanda de los consumidores conectados a las plantas satélite, se incrementará un 5% sobre el cierre previsto para 2016, consecuencia de un incremento de la demanda de todos los grupos de peajes, mientras que la demanda de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución se incrementará un 0,7%, consecuencia de un incremento de la demanda de los peajes 3.3, 3.4 y 3.5, parcialmente compensado por una reducción de la demanda de los peajes 3.1 y 3.2.

Por otra parte, las empresas distribuidoras estiman que la demanda de los consumidores conectados a las plantas satélite se incrementará un 9,5% sobre el cierre previsto para 2016, mientras que la de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución se incrementará un 4%, en ambos casos motivado por el aumento de la demanda en todos los peajes.

Al comparar los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que, con carácter general, el GTS estima un aumento del tamaño medio de los consumidores acogidos a los peajes 3.3, 3.4 y 3.5 y una reducción del tamaño medio del resto de consumidores, con la excepción de los consumidores conectados a plantas satélites acogidos al peaje 3.1. Por el contrario, las empresas transportistas y distribuidoras esperan un aumento del tamaño medio de todos los consumidores, con la excepción de los consumidores conectados a plantas satélites acogidos al peaje 3.2 y 3.4 y los consumidores conectados a la red de transporte y distribución acogidos al peaje 3.5.

En el Gráfico I.13 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2012 y 2015 y previstos para el cierre de 2016 y 2017 por las empresas distribuidoras y el GTS. Se observa que, con carácter general, los tamaños medios de los consumidores conectados a la red de transporte y distribución implícitos en las previsiones del GTS se ajustan mejor a los tamaños medios registrados en la base de datos de liquidaciones que los implícitos en las previsiones de las empresas, mientras que para los consumidores conectados a plantas satélites se observan mayores discrepancias. En particular, los tamaños medios de los consumidores conectados a plantas satélites implícitos en las previsiones de ambos agentes para los consumidores acogidos al peaje 3.1 son superiores a los tamaños medios registrados en la base de datos de liquidaciones e inferiores en los peajes 3.4 y 3.4, registrándose divergencias entre ambos agentes en los tamaños medios de los consumidores 3.2 y 3.5.

Gráfico I.13. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2012 y 2015 y previstos para el cierre de 2016 y 2017 por las empresas distribuidoras y el GTS.



Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión ha optado por elaborar un escenario más moderado que el previsto por el GTS y por las empresas, resultado de considerar las siguientes hipótesis:

- El número de clientes previsto para el año 2017 de los consumidores conectados a las plantas satélite se corresponde con la previsión remitida por las empresas distribuidoras, el número de consumidores conectados a las redes de transporte y distribución acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 se ha estimado aplicando al cierre previsto por la CNMC para 2016 el incremento promedio registrado para dichos peajes conjuntamente entre 2012 y 2015 (1,06%) y para los consumidores acogidos a los peajes 3.3, 3.4 y 3.5 se ha aplicado al cierre previsto por la CNMC para 2016 el incremento promedio registrado para dichos peajes conjuntamente entre 2012 y 2015 (0,83%).
- El tamaño medio de los consumidores se corresponde con el promedio de los tamaños medios registrados en los últimos 5 años, con la excepción del tamaño medio de los consumidores acogidos al peaje 3.5 y conectados a las redes de transporte y distribución para los que se ha considerado el tamaño medio previsto por las empresas para 2017.
- El volumen previsto para 2017 resulta del producto del número de clientes por el tamaño medio previstos por peaje

En consecuencia, según las previsiones de la CNMC el número de consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar se incrementará en 2017 un 1,14% (87.088 clientes) sobre su previsión de cierre de 2016, mientras que el volumen se reducirá un 0,6% respecto de la previsión de cierre de 2016 (véase el Cuadro I.19).

Cuadro I.19. Previsión de la CNMC del número de clientes del Grupo 3 y su consumo para 2017

Peaje	Volumen (MWh)	Prevision cierre 2016		Prevision 2017		% variación 2017 sobre 2016	
		Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
3.1	<5	10.940.326	4.571.581	10.851.521	4.622.996	-0,8%	1,1%
3.2	<50	25.920.611	3.022.033	27.167.212	3.057.058	4,8%	1,2%
3.3	<100	1.548.365	23.508	1.493.973	23.714	-3,5%	0,9%
3.4	100 < C ≤ 30.000	22.306.522	46.592	20.736.901	47.030	-7,0%	0,9%
3.5	>30.000	4.592.732	273	4.653.755	276	1,3%	1,3%
TOTAL		65.308.556	7.663.987	64.903.362	7.751.075	-0,6%	1,1%

Fuente: CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro I.20 se resumen las previsiones del GTS y de las empresas de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año 2017.

Cuadro I.20. Previsión del GTS y de las Empresas de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para 2017

GTS	Prevision 2017			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2016 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	71.801.005	59	305.753.915	-1,5%	0,0%	0,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.529.893	140	241.969.247	3,1%	0,0%	3,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	84.219.683	3.493	780.580.091	2,6%	1,2%	2,8%
TOTAL	189.550.581	3.692	1.328.303.253	1,1%	1,1%	2,2%

Empresas	Prevision 2017			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2016 de las Empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	66.301.638	61	233.472.896	-1,6%	3,4%	-1,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.279.097	136	117.782.939	3,0%	0,0%	2,9%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	83.824.156	3.492	371.806.181	3,3%	1,1%	2,8%
TOTAL	183.404.891	3.689	723.062.015	1,4%	1,1%	1,4%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En relación con las previsiones de la demanda, el GTS estima que la demanda de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar se incrementará en 2017 un 1,1%, sobre la prevista por el GTS para el cierre del ejercicio 2016, consecuencia del incremento de la demanda de los consumidores conectados a las redes de presión entre 16 y 60 bar (+3,1%) y entre 4 y 16 bar (+2,6%), parcialmente compensado por la reducción de la demanda de los consumidores conectados a redes de más de 60 bar (-1,5%).

Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de este tipo de consumidores se incrementará un 1,4% en 2017 respecto de las previstas para el cierre de 2016, considerando, de forma similar al GTS, un incremento de la demanda de los consumidores conectados a las redes de presión entre 16 y 60 bar (+3,0%) y entre 4 y 16 bar (+3,3%) y una reducción de la demanda de los consumidores conectados a las redes de más de 60 bar (-1,6%).

Cabe señalar que las tasas de variación previstas tanto por las empresas como por el GTS de la demanda para los niveles de presión comprendidos entre 16 y 60 bar y 4 y 16 bar son superiores a las media móvil de 12 meses a junio de 2016, -0,8% y 2,1% respectivamente. Mientras que las tasas previstas por ambos agentes para el nivel de presión superior a 60 bar son inferiores a la citada media móvil (+2,0%).

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada²³, se observa que en ambos agentes prevén un aumento de la capacidad contratada de los consumidores conectados a las redes de entre 16 y 60 bar (+3,0% en el caso del GTS y +2,9% en el caso de las empresas) y los conectados a las redes de entre 4 y 16 bar (+2,8% en ambos casos). En el caso de los consumidores conectados a las redes de presión superior a 60 bar, el GTS estima un incremento de la capacidad contratada del +0,1% y las empresas una reducción del 1,5%.

De forma similar a lo indicado anteriormente, cabe señalar que las tasas de variación previstas tanto por las empresas como por el GTS de la capacidad contratada para los niveles de presión comprendidos entre 16 y 60 bar y 4 y 16 bar, son superiores a las media móvil de 12 meses a junio de 2016, +2,4% y 1,3% respectivamente. Mientras que las tasas previstas por ambos agentes para el nivel de presión superior a 60 bar son inferiores a la citada media móvil (+3,7%).

A la hora de valorar dichas previsiones, se debe tener en cuenta que para el año 2017, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 1,9% y el 2,6% (Banco de España 2,3; CE 2,6%, FMI 2,2% y OCDE 2,8%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2017 el PIB aumente un 3,0% respecto del 2016.

Por lo tanto, atendiendo al menor crecimiento previsto de la economía sobre el previsto para 2016, a la evolución de la demanda registrada durante los últimos 12 meses, y tomando en consideración los escenarios remitidos por ambos agentes, se ha optado por un escenario más moderado al previsto por el GTS y por las empresas.

²³ La capacidad contratada prevista por el GTS es superior a la prevista por las empresas porque no incluye las correcciones solicitadas por la CNMC a las empresas transportistas y distribuidoras.

En particular, se estima que la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar aumentará un 0,5%, la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar se mantendrá y la demanda de los consumidores conectados a la redes de entre 4 y 16 bar se incrementará un 1%, con la excepción del peaje 2.6 que aumentará un 2% atendiendo a su evolución diferencia.

En relación con la capacidad contratada prevista para 2017, se ha considerado la misma capacidad contratada prevista para el ejercicio 2016 por la CNMC, motivado por la elevada incertidumbre derivada del impacto del Real Decreto 948/2015.

Previsión demanda convencional para 2017

En el Cuadro I.21 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional resultante de las anteriores consideraciones, con el escenario de previsión facilitado por el GTS y por las empresas transportistas y distribuidoras.

Se observa que, la CNMC estima que la demanda convencional en 2017²⁴ aumentará un 0,4% sobre el cierre previsto para 2016, por debajo de la previsión del GTS (1,0%) y de las empresas transportistas y distribuidoras (2,2%).

²⁴ Sin incluir el GNL directo a cliente final

Cuadro I.21. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para 2017 ⁽¹⁾.

GTS	Prevision 2017			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2016 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	71.801.005	59	305.753.915	-1,5%	0,0%	0,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.529.893	140	241.969.247	3,1%	0,0%	3,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	84.219.683	3.493	780.580.091	2,6%	1,2%	2,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	65.522.426	7.719.666	25.516.240	0,7%	1,2%	3,5%
TOTAL	255.073.007	7.723.358	1.353.819.493	1,0%	1,2%	2,3%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.359.420			0,6%		
TOTAL	265.432.427	7.723.358	1.353.819.493	1,0%	1,2%	2,3%

Empresas	Prevision 2017			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2016 de las Empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	66.301.638	61	233.472.896	-1,6%	3,4%	-1,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.279.097	136	117.782.939	3,0%	0,0%	2,9%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	83.824.156	3.492	371.806.181	3,3%	1,1%	2,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	72.041.814	7.777.409	28.821.203	4,1%	1,5%	1,7%
TOTAL	255.446.705	7.781.099	751.883.218	2,2%	1,5%	1,4%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.389.129			-3,1%		
TOTAL	265.835.833	7.781.099	751.883.218	1,9%	1,5%	1,4%

CNMC	Prevision 2017			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2016 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	66.861.787	65	235.404.046	0,6%	1,0%	0,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.310.191	146	123.457.906	0,0%	0,0%	0,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	81.557.869	3.554	345.242.246	1,1%	0,0%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	64.903.362	7.751.075	23.711.730	-0,6%	1,1%	1,4%
TOTAL	246.633.209	7.754.839	727.815.929	0,4%	1,1%	0,0%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.250.988			2,0%		
TOTAL	257.884.196	7.754.839	727.815.929	0,4%	1,1%	0,0%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Nota: (1) La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente, la del peaje 3.5, en los tres escenarios de previsión.

2.3. Previsión demanda interrumpible

El GTS estima que la capacidad contratada interrumpible será de 500 MWh/día, mientras que las empresas distribuidoras y transportistas no han estimado capacidad interrumpible.

En relación con la previsión de la demanda interrumpible, se ha considerado que el consumidor al que se le ha asignado capacidad interrumpible para el periodo octubre 2016-septiembre 2017, tal y como se ha señalado en el punto 1.3 del presente anexo, continuará acogido a las tarifas interrumpibles en el año 2017, dado que la entrada en funcionamiento de los gasoductos asociados es posterior a dicho ejercicio.

En consecuencia, se estima que durante 2017 habrá un consumidor acogido a peaje interrumpible con una capacidad contratada de 500 MW/día y un consumo de 144,9 GWh, estimado teniendo en cuenta la información individual disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Se indica que las variables de facturación interrumpibles previstas para 2017 se han descontado de los peajes firmes asociados para dicho año.

2.4. Demanda nacional

En el Cuadro I.22 se muestra la demanda nacional prevista para el año 2017 por esta Comisión resultado de agregar las previsiones de la demanda destinada a la generación eléctrica, convencional e interrumpible descritas anteriormente. Se estima que la demanda de gas natural aumentará en 2017 un 1,5%, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar del 3,3%, del 0,7% para los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar y del 1,1 para los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar, parcialmente compensado por una reducción del 0,6% de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión de menos de 4 bar.

Cuadro I.22. Escenario de demanda prevista para 2017

	GWh			Tasa de variación (%)	
	Año 2015 (SIFCO)	Previsión de cierre 2016	Previsión 2017	% variación 2016 sobre 2015	% variación 2017 sobre 2016
<i>P > 60 bar</i>	122.110.614	115.304.831	119.107.107	-5,6%	3,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	37.304.320	36.523.726	36.770.330	-2,1%	0,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.169.575	80.748.901	81.653.322	0,7%	1,1%
<i>P ≤ 4 bar</i>	63.602.471	65.310.457	64.903.362	2,7%	-0,6%
TOTAL	303.186.980	297.887.915	302.434.121	-1,7%	1,5%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.693.089	11.030.380	11.250.988	3,2%	2,0%
TOTAL	313.880.069	308.918.294	313.685.108	-1,6%	1,5%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

En el Cuadro I.23 se muestra el escenario de demanda previsto para el ejercicio 2016 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor.

Cuadro I.23. Escenario de demanda prevista para 2017 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor

			Año 2017											
			Generación Eléctrica			Plantas Satélite			Resto			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)
Previsión	Peaje	Volumen	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
TOTAL GRUPO 1			52.245.319	36	290.060.891	0	0	0	60.849.978	63	215.304.046	113.095.297	99	505.364.937
GRUPO 1			52.245.319	36	290.060.891	0	0	0	60.849.978	63	215.304.046	113.095.297	99	505.364.937
P<60 bares	1.1	<200.000	134.614	18	1.817.794	0	0	0	1.848.440	22	8.778.140	1.983.054	40	10.596.934
	1.2	<1.000.000	3.338.769	7	53.385.104	0	0	0	16.248.940	25	59.949.907	19.587.708	32	113.335.011
	1.3	>1.000.000	48.771.936	12	234.857.992	0	0	0	42.752.599	16	146.576.000	91.524.535	28	381.433.992
TOTAL GRUPO 2			3.555.593	3	15.241.333	0	0	0	114.723.144	3.698	468.200.152	118.278.737	3.701	483.441.485
GRUPO 2			3.460.140	1	15.000.000	0	0	0	33.310.191	146	123.457.906	36.770.330	147	138.457.906
1<P<=60 bares	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	2.194	10	36.411	2.194	10	36.411
	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	90.741	32	365.008	90.741	32	365.008
	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	447.525	34	2.285.519	447.525	34	2.285.519
	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	1.031.534	20	5.001.278	1.031.534	20	5.001.278
	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	8.134.166	31	29.988.218	8.134.166	31	29.988.218
	2.6	>500.000	3.460.140	1	15.000.000	0	0	0	23.604.031	18	85.781.472	27.064.170	19	100.781.472
GRUPO 2			95.453	2	241.333	0	0	0	81.412.953	3.553	344.742.246	81.508.407	3.555	344.983.579
4<P<=16 bares	2.1	<500	0	1	22.815	0	0	0	156.623	722	1.092.647	156.623	722	1.115.462
	2.2	<5.000	4.565	1	140.565	0	0	0	2.926.709	1.301	11.825.855	2.931.274	1.302	11.966.419
	2.3	<30.000	1.154	0	581	0	0	0	13.213.131	993	68.866.570	13.214.286	993	68.867.151
	2.4	<100.000	6.018	0	7.577	0	0	0	18.555.655	342	80.690.981	18.561.673	342	80.698.557
	2.5	<500.000	41.170	0	41.285	0	0	0	37.277.270	183	146.696.169	37.318.441	183	146.737.454
	2.6	>500.000	42.545	0	28.511	0	0	0	9.283.565	12	35.570.025	9.326.110	12	35.596.536
TOTAL INTERRUPTIBLES			0	0	0	0	0	0	144.916	1	500.000	144.916	1	500.000
GRUPO A			0	0	0	0	0	0	144.916	1	500.000	144.916	1	500.000
P<60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<=60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C<=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C<=500	0	0	0	0	0	0	144.916	1	500.000	144.916	1	500.000
4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRUPO B			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P<60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<=60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C<=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<=16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C<=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL TARIFA/PEAJE 3.x			0	0	0	1.012.453	95.530	1.842.597	63.890.909	7.655.546	21.869.133	64.903.362	7.751.075	23.711.730
GRUPO 3			0	0	0	1.012.453	95.530	1.842.597	63.890.909	7.655.546	21.869.133	64.903.362	7.751.075	23.711.730
P<4 bar (3)	3.1	<5	0	0	143.601	67.481	0	10.707.920	4.555.515	0	10.851.521	4.622.996	0	
	3.2	<50	0	0	231.919	27.261	0	26.935.293	3.029.797	0	27.167.212	3.057.058	0	
	3.3	<100	0	0	15.415	242	0	1.478.558	23.472	0	1.493.973	23.714	0	
	3.4	100 < C <= 30.000	0	0	294.053	526	0	20.442.847	46.504	0	20.736.901	47.030	0	
	3.5 (4)	>30.000	0	0	327.465	19	1.842.597	4.326.290	297	21.869.133	4.653.755	276	23.711.730	
PEAJE DE MATERIA PRIMA			0	0	0	0	0	0	6.011.809	2	20.100.000	6.011.809	2	20.100.000
P < 60 bar			0	0	0	0	0	0	6.011.809	2	20.100.000	6.011.809	2	20.100.000
16<P<=60 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<=16 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Suministro GNL Directo a cliente final (5)			0	0	11.250.988	0	0	0	0	0	0	11.250.988	0	0
TOTAL GAS DE EMISIÓN			55.800.912	39	305.302.224	12.263.440	95.530	1.842.597	245.620.756	7.659.310	725.973.331	313.685.108	7.754.879	1.033.118.152

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

2.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro I.24 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre de 2016 y 2017 remitidas por el GTS y las empresas transportistas. Se observa el GTS estima que el volumen de exportaciones se reducirá un 16% en 2017 respecto de su previsión de cierre, mientras que las empresas estiman que se incrementarán un 1,6% respecto de su previsión de cierre de 2016.

A la fecha de realización del presente informe están pendiente de celebrar subastas de capacidad en las interconexiones con entrega en 2017²⁵, aspecto que dificulta la realización de la previsión de exportaciones para dicho ejercicio.

En consecuencia, atendiendo a un principio de prudencia tarifaria, se considera como mejor previsión de la demanda de exportaciones la prevista por el GTS para 2017 y las capacidades contratadas previstas por la CNMC para el cierre de 2016.

Cuadro I.24. Previsión del GTS y de las empresas transportista de exportaciones para el año 2017 (MWh)

GTS	Previsión cierre 2016	Previsión 2017	Tasa de variación	
			2016 sobre 2015	2017 sobre 2016
<i>Francia</i>	8.372.136	6.770.000	55,9%	-19,1%
<i>Portugal</i>	9.010.393	7.848.642	-10,7%	-12,9%
TOTAL	17.382.529	14.618.642	12,4%	-15,9%

Empresas	Previsión cierre 2016	Previsión 2017	Tasa de variación	
			2016 sobre 2015	2017 sobre 2016
<i>Francia</i>	7.853.505	7.979.161	46,2%	1,6%
<i>Portugal</i>	8.437.269	8.572.265	-16,4%	1,6%
TOTAL	16.290.774	16.551.426	5,3%	1,6%

Fuente: GTS, Empresas Distribuidoras y CNMC.

3. Previsiones de las necesidades de regasificación, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema para el cierre de 2016 y 2017

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre de 2016 y para 2017 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad de entrada al sistema, considerando las siguientes hipótesis.

²⁵ Véase

http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_Gas/CapacidadCoordinadaIntraeuropea/PuntoInterconexionFranciaEspana

– Almacenamientos subterráneos

Se ha considerado como mejor previsión para el cierre del ejercicio la remitida por el GTS, lo que supone que la capacidad contratada para el ejercicio 2016 será de 22.520 GWh/día, un volumen de gas inyectado de 6.608 GWh y extraído de 7.426 GWh

Para el ejercicio 2017, el GTS estima que en el periodo comprendido entre abril y diciembre de 2017 se contratará toda la capacidad disponible en los almacenamientos subterráneos.

Atendiendo a (1) que durante los últimos años únicamente en la subasta correspondiente al periodo abril 2014-marzo 2015 se cubrió toda la capacidad ofertada y (2) por un criterio de prudencia tarifaria se ha considerado para el periodo enero-marzo de 2017 las previsiones remitidas por el GTS y para el resto del periodo la misma capacidad contratada que la prevista en enero-marzo de 2017 por el GTS.

Los volúmenes inyectados y extraídos para el periodo enero-marzo de 2017 coinciden con la previsión realizada por el GTS, mientras que para el resto del año se han calculado reduciendo la previsión del GTS para dicho periodo en la misma proporción que la reducción aplicada a la reserva de capacidad.

Como resultado de lo anterior, se estima que la capacidad contratada en 2017 será de 21.774 GWh/día, un 26,2% inferior a la prevista por el GTS para dicho periodo.

– Regasificación

La previsión del gas que se introduce en el sistema para los ejercicios 2016 y 2017, coherente con el escenario de demanda previsto por la CNMC para dichos años, se determina sumando a la demanda prevista para el cierre de 2016 y 2017, incrementada por las mermas correspondientes, las exportaciones, el saldo inyección-extracción de los almacenamientos subterráneos previsto para cada uno de los ejercicios y excluyendo la demanda prevista por los consumidores acogidos al peaje temporal de materia prima para el ejercicio 2016 y 2017, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria segunda de la Orden IET/2736/2015²⁶.

²⁶ La Disposición transitoria segunda de la Orden IET/2736/2015 establece que el peaje temporal de materia prima incluye el término de reserva de capacidad, el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación, por lo que con objeto de no considerar dos veces la demanda de los consumidores acogidos a dicho peaje temporal no se ha considerado dicha demanda a la hora de estimar las necesidades de regasificación.

Esta demanda, excluida la correspondiente a las plantas satélites, se puede abastecer mediante GN o GNL. Al respecto se indica que, se ha considerado para el cierre del ejercicio 2016 como mejor previsión de las entradas por gasoducto 186.744 GWh, resultado de considerar para las entradas por Tarifa y Medgaz, los valores registrados en 2015, para las conexiones internacionales por gasoducto la previsión del GTS para dicho ejercicio, y para el resto de las entradas los valores registrados durante los últimos 12 meses a junio de 2016.

Para el ejercicio 2017, se ha considerado como mejor previsión de las entradas por gasoducto, el resultado de aplicar al cierre previsto para 2016 para las entradas por Tarifa y Medgaz el incremento previsto por el GTS para dicho año y para el resto de entradas las previsiones remitidas por el GTS.

Una vez determinado el volumen de gas que entra por gasoducto, se calcula por diferencia las necesidades globales de regasificación y se distribuyen por planta. Para el cierre de 2016 la asignación por planta se estima manteniendo la misma distribución que la registrada entre julio de 2015 y junio de 2016, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

El caudal contratado de regasificación para cada una de las plantas de sistema se calcula aplicando el factor de carga registrado entre enero y junio de 2016, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, al volumen previsto para el cierre de 2016.

Para el ejercicio 2017, el volumen a regasificar previsto se ha distribuido por planta de regasificación teniendo en cuenta, por una parte, la capacidad contratada de regasificación a la fecha de elaboración de este informe en cada una de las plantas, según la información disponible en la página web del GTS²⁷, y, por otra parte, la evolución de los volúmenes regasificados en cada planta durante los últimos 12 meses (julio 2015-junio 2016). Se indica que se ha considerado que la capacidad disponible en la página web del GTS se corresponde con contratos de largo plazo, mientras que el resto de volumen hasta cubrir las necesidades del sistema se cubre mediante contratos de corto plazo por planta de regasificación teniendo en cuenta la evolución registrada en los últimos doce meses.

De forma coherente con la previsión de la demanda de regasificación, las capacidades contratadas de regasificación de largo plazo para el ejercicio 2017 se corresponden con las publicadas en la página web del GTS a la fecha de elaboración del presente informe, mientras que las capacidades contratadas de regasificación de corto plazo se determinan en función del

²⁷ Disponibles en http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/Capacidades_e_infraestructuras_d_el_Sistema/Capacidades_Disponibles

volumen a regasificar mediante contratos de corto plazo, considerando la hipótesis que únicamente se utilizan contratos mensuales y supuesto un factor de carga del 100%.

– Carga en cisternas

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, determina la previsión de carga en cisternas para el cierre de 2016 y 2017.

La previsión de carga en cisternas para 2016, se distribuye por planta considerando los porcentajes de reparto implícito en las previsiones del GTS para el cierre de 2016.

Una vez obtenido la previsión de carga en cisternas por planta para el cierre de 2016, se estima la capacidad contratada de carga en cisternas considerando los factores de carga, por planta, registrados entre julio 2015 y junio de 2016.

Para el ejercicio 2017, se han mantenido tanto los coeficientes de reparto por planta, como los factores de carga considerados para el cierre de 2016.

– Trasvase de planta a buque

Para el cierre del ejercicio 2016, el GTS estima que se realizarán 2 operaciones de trasvase de gas natural de planta a buques, con un volumen de 1.346 GWh, un 92% inferior al registrado en 2015. Las empresas propietarias de plantas de regasificación estiman que se realizarán 4 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 3.146 GWh, cifra un 81% inferior a la prevista por el GTS.

Para el ejercicio 2017, el GTS prevé que se realizarán 8 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 6.450 GWh, lo que supone un incremento del 105% sobre el cierre previsto para 2016. Por su parte, las empresas propietarias de las plantas de regasificación estima en 6 el número de operaciones con un volumen descargado de 4.620 GWh.

De acuerdo, con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, entre enero y julio de 2016, se realizaron 2 operaciones de trasvase de GNL a buques, con un volumen asociado de 1.330 GWh. Asimismo, según la información disponible en la página web del

GTS, no se han realizado ninguna de estas operaciones ni en agosto²⁸, ni en septiembre de 2016²⁹.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha considerado para el cierre de 2016 el número de operaciones realizadas hasta la fecha y para 2017 que no se realizará ninguna operación.

– Puestas en frío

Para el cierre del ejercicio 2016, el GTS estima que se realizarán 1 operación de puesta en frío, con un volumen de 14 GWh, un 93% inferior al registrado en 2015. Las empresas propietarias de plantas de regasificación estiman que se realizarán 2 operaciones de puesta en frío, con un volumen de 25 GWh, cifra un 87% inferior a la prevista por el GTS.

Para el ejercicio 2017, ni el GTS ni las empresas propietarias de las plantas estiman que se realizan ninguna operación.

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, entre enero y julio de 2016 se realizaron 2 operaciones de trasvase de GNL a buques con un volumen asociado de 25 GWh.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha considerado como mejor previsión para el cierre 2016 el número de operaciones realizadas hasta la fecha y para 2017 que no se realizará ninguna operación.

– Descarga de buques

El volumen que se descarga en cada una de las plantas se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación, carga en cisterna, trasvase de GNL a buque y puesta en frío para el cierre de 2016 y 2017.

El nº de barcos previstos para 2016 se ha calculado considerando el tamaño medio registrado entre enero y mayo de 2016, mientras que para el ejercicio 2017 se han considerado los tamaños medios previstos por el GTS.

²⁸ Véase

http://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Documentos/Seguimiento%20del%20Sistema%20Gasista/Bolet%C3%ADn%20Estadistico%20del%20Gas/Avance%20Bolet%C3%ADn%20Ago%2016_.pdf

²⁹ Véase

<http://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Documentos/Seguimiento%20del%20Sistema%20Gasista/Bolet%C3%ADn%20Estadistico%20del%20Gas/Avance%20Bolet%C3%ADn%20Sep%2016.pdf>

– Almacenamiento de GNL

El volumen de almacenamiento de GNL para el cierre de 2016 y 2017 se ha estimado en función del nº de días de almacenamiento sobre la capacidad contratada de regasificación.

El GTS estima que en 2016 el volumen almacenado será de 7.447 GWh/día (12,3 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 8.165 GWh/día (17,3 veces la capacidad contratada de regasificación).

Para el ejercicio 2017, el GTS estima que el volumen almacenado será de 7.978 GWh/día (16,6 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 6.907 GWh/día (15,7 veces la capacidad contratada de regasificación).

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista, el volumen de gas almacenado en el periodo comprendido entre julio 2015 y junio de 2016 es de 6.232 GWh/día (14,5 veces la capacidad contratada de regasificación), un 32,50% inferior al registrado 12 meses antes, si bien la tasa acumulada a junio de 2016 es del -4%.

Teniendo en cuenta lo anterior y atendiendo a la evolución del número de días de almacenamiento en planta, se han considerado como mejor estimación 6.100 GWh/día para 2016 y 5.158 GWh/día para 2017 (14,8 veces la capacidad contratada de regasificación).

La reducción prevista para el ejercicio 2017 es coherente con la contracción de capacidad contratada de regasificación prevista para 2017, consecuencia de la optimización de la operativa de contratación por parte de las empresas comercializadoras esperada a raíz de la entrada en vigor del Real Decreto 948/2015.

– Reserva de capacidad de entrada a la red de transporte

La reserva de capacidad contratada para el cierre del ejercicio 2016 en las entradas por gasoducto se ha estimado considerando para el periodo enero-junio de 2016 los valores reales, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y para el resto del periodo se ha realizado una previsión por cada punto de entrada teniendo en cuenta la evolución registrada durante los últimos meses.

La reserva de capacidad de entrada a la red de transporte desde cada una de las plantas de regasificación prevista para el cierre de 2016 se ha determinado aplicando las mismas diferencias que las registradas en la base

de datos de liquidaciones entre la capacidad contratada de regasificación y de entrada al sistema en el periodo comprendido entre enero y junio de 2016.

La reserva de capacidad prevista para el ejercicio 2017 en las entradas por gasoducto, se corresponden con las reservas de capacidad previstas para el cierre de 2016, con la excepción de las entradas por las conexiones internacionales con Portugal y Francia, para las que se ha considerado la previsión del GTS.

La reserva de capacidad prevista para el ejercicio 2017 en las entradas desde plantas de GNL coincide con la capacidad contratada de regasificación.

En el Cuadro I.25 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para el cierre de 2016 y 2017 y en el Cuadro I.26 se muestra el volumen y las capacidades contratadas por punto de entrada previstos para el cierre del ejercicio 2016 y 2017.

Cuadro I.25. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para el cierre de 2016 y 2017

	Año 2016			Año 2017		
Regasificación	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados		Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	
	411.369	124.484		351.264	122.325	
Barcelona	106.487	32.001		81.364	28.488	
Huelva	85.756	27.237		104.852	35.740	
Cartagena	32.463	10.022		19.084	7.207	
Sagunto	83.454	25.772		70.038	24.248	
Mugardos	42.583	12.148		27.107	9.861	
Bilbao	60.626	17.304		48.818	16.783	
Descarga de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques	
	178	138.644		170	135.463	
Barcelona	45	35.946		42	31.115	
Huelva	36	30.356		45	39.014	
Cartagena	14	12.478		12	9.697	
Sagunto	45	27.649		38	26.175	
Mugardos	15	14.434		13	12.190	
Bilbao	23	17.781		20	17.272	
Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 9.000 m3 de GNL)	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques	
	2	1.330		0	0	
Puesa en frío	Nº de buques	GWh puestos en frío		Nº de buques	GWh puestos en frío	
	2	25		0	0	
Carga en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas		Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	
	40.215	11.953		41.448	12.286	
Almacenamiento de GNL	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	
	14,8	6.100.249		14,7	5.158.123	
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
	22.520	6.540	7.426	21.774	9.388	5.534

Fuente: GTS, empresas y CNMC.

Cuadro I.26. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema prevista para el cierre de 2016 y 2017

Punto de Entrada	2016			2017		
	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga
	MWh	Qd (MWh/día)	%	MWh	Qd (MWh/día)	%
TOTAL	311.995.500	1.045.598	82%	317.955.147	970.414	90%
Conexión Internacional	186.744.788	617.456	82,9%	194.560.435	616.626	86%
Tarifa GME	74.652.184	218.197	93,7%	76.908.297	218.197	97%
MEDGAZ	76.604.498	250.600	83,7%	82.316.962	250.600	90%
VIP Pirineos	35.488.106	148.659	65,4%	35.335.176	147.829	65%
VIP Ibérico	0	0		0	0	
Desde planta de regasificación	124.483.557	425.618	80,1%	122.325.471	351.264	95%
Barcelona	32.001.223	120.236	72,9%	28.487.793	81.364	96%
Cartagena	10.022.073	33.111	82,9%	7.206.616	19.084	103%
Huelva	27.236.575	85.946	86,8%	35.739.952	104.852	93%
Bilbao	17.304.259	62.023	76,4%	16.782.521	48.818	94%
Sagunto	25.771.609	81.718	86,4%	24.247.783	70.038	95%
Mugaridos	12.147.819	42.583	78,2%	9.860.806	27.107	100%
Otros	767.154	2.524	83,3%	1.069.240	2.524	116%
Marismas	0	0		0	0	
Poseidon	70.604	304	63,6%	72.000	304	65%
Viura	636.100	2.017	86,4%	927.040	2.017	126%
Madrid	60.450	203	81,4%	70.200	203	95%

Fuente: GTS, empresas y CNMC.

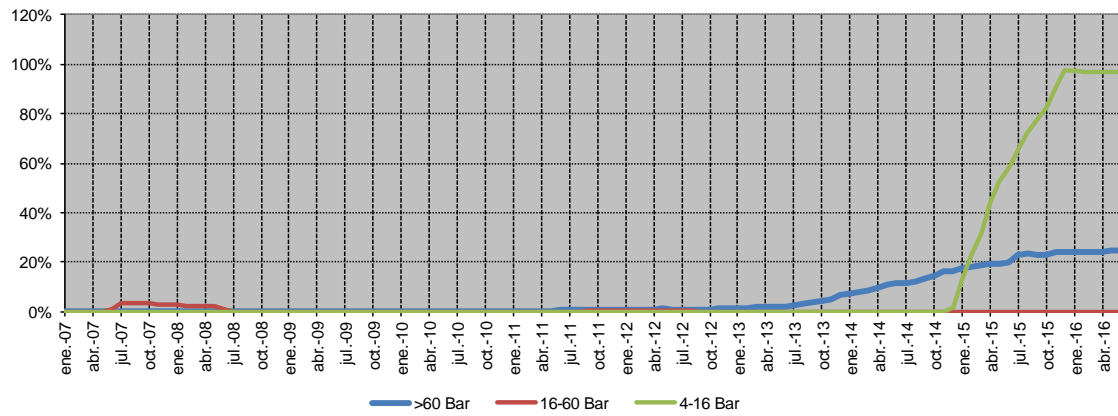
4. Previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre de 2015 y 2016

En el Gráfico I.14 y el Gráfico I.15 se muestra el porcentaje, en términos de energía, que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total de cada nivel de presión de la demanda destinada a la generación eléctrica y de la demanda convencional, distinguiendo entre contratos diarios y mensuales.

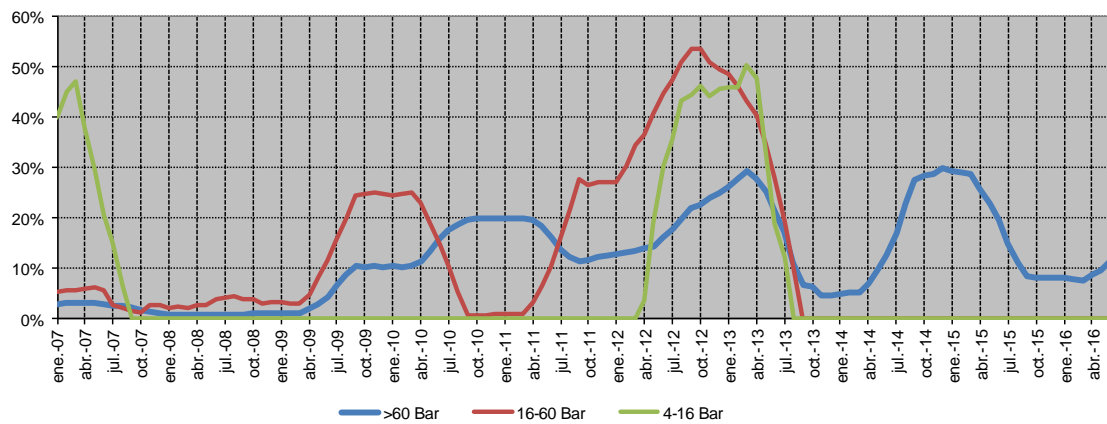
Del análisis de los gráficos cabe señalar el aumento del porcentaje de contratos de corto plazo en la demanda destinada a la generación eléctrica tanto en el nivel de presión de 4-16 bar como en el nivel de más de 60 bar.

Gráfico I.14. Porcentaje en términos de energía que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total por nivel de presión en la demanda destinada a la generación eléctrica

Porcentaje de la demanda abastecida mediante contratos diarios por nivel de presión

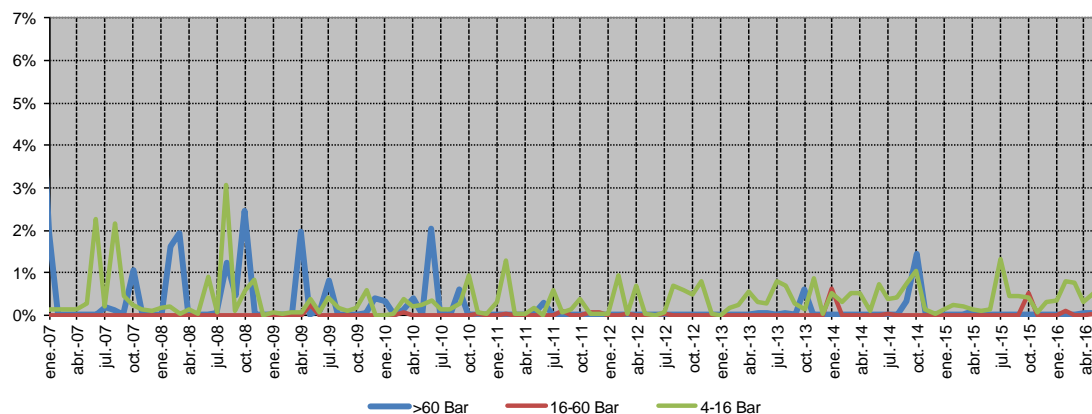


Porcentaje de la demanda abastecida mediante contratos mensuales por nivel de presión

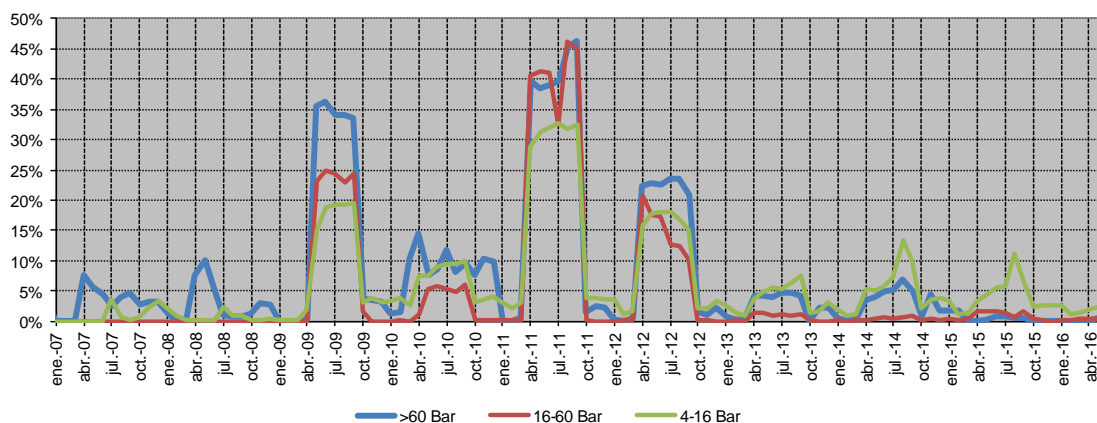


Fuente: CNMC

Gráfico I.15. Porcentaje en términos de energía que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total por nivel de presión en la demanda convencional
Porcentaje de la demanda abastecida mediante contratos diarios por nivel de presión



Porcentaje de la demanda abastecida mediante contratos mensuales por nivel de presión



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta la representatividad de los contratos de corto plazo, se hace necesario desagregar la previsión de demanda para el cierre de 2016 y 2017 entre demanda de largo plazo y demanda de corto plazo, con objeto de ajustar la estimación de los ingresos previstos para dicho ejercicio.

No obstante lo anterior, se señala la dificultad de realizar una previsión sobre la demanda de los contratos de corto plazo, tanto por las propias características de dichos contratos y por la evolución registrada durante los últimos 12 meses, como por el impacto del Real Decreto 984/2015.

En el Cuadro I.27 se muestra la previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 coherente con el escenario de previsión de la CNMC para dichos ejercicios.

Cuadro I.27. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión de cierre 2016 y 2017 (GWh)

	Año 2016			Año 2017		
	TOTAL	Corto Plazo	%	TOTAL	Corto Plazo	%
Grupo 1	115.304.831	19.807.277	17,2%	119.107.107	20.544.538	17,2%
Grupo 2	117.241.354	3.613.499	3,1%	118.278.737	3.653.726	3,1%
16 < P < 60 bares	36.523.726	203.282	0,6%	36.770.330	203.423	0,6%
4 < P < 16 bares	80.717.628	3.410.217	4,2%	81.508.407	3.450.303	4,2%
Grupo 3	65.308.556	111.132	0,2%	64.903.362	111.803	0,2%
Grupo 4 (Interrumpible)	31.273	0		144.916	0	
Total T&D	297.886.014	23.531.908	7,9%	302.434.121	24.310.067	8,0%
Reserva de Capacidad	311.995.500	24.478.397	7,8%	317.955.147	64.904.985	20,4%
Exportaciones	16.290.774	4.925.538	30,2%	14.618.642	4.419.967	30,2%
Regasificación	124.483.557	16.846.750	13,5%	122.325.471	26.806.933	21,9%
Carga en Cisternas	11.953.206	1.022.978	8,6%	12.285.759	1.022.978	8,3%

Fuente: CNMC.

La previsión para 2016 y 2017 del corto plazo se ha confeccionado con base en las siguientes hipótesis:

Peaje de transporte y distribución

El volumen de corto plazo previsto para el ejercicio 2016 se corresponde con la demanda de corto plazo registrada entre julio de 2015 y junio de 2016, de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas, con la excepción del peaje 3.4 para el cual se ha considerado el volumen registrado en 2015.

La capacidad contratada asociada a dichos contratos se ha estimado imponiendo los factores de carga registrados en los últimos 12 meses, con la excepción del peaje 2.6 para los que se ha supuesto el mismo factor de carga que el aplicado al peaje 2.5.

La facturación prevista para 2016 resulta de aplicar los precios medios previstos por las empresas transportistas y distribuidoras al volumen, con la excepción de los aplicables a los peajes 1.1, 2.1 y 2.5 para los cuales se han considerado los precios medios registrados entre julio de 2015 y junio de 2016 en la base de datos de liquidaciones.

En la previsión del ejercicio 2017 se mantiene para cada una de las variables de facturación la relación entre corto y largo plazo prevista para el cierre de 2016.

La facturación de corto plazo correspondiente a 2017 resulta de aplicar los precios medios previstos para 2016 al volumen previsto para 2017.

Reserva de capacidad

La reserva de capacidad asociada a los contratos de corto plazo prevista para el cierre del ejercicio 2016 resulta de aplicar a la previsión de cierre de la CNMC para 2016 la relación existente entre largo y corto plazo para cada una de las variables registrado entre julio de 2015 y junio de 2016, de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas.

La reserva de capacidad asociada a los contratos de corto plazo prevista para 2017 resulta de considerar que las capacidades contratadas, a la fecha de elaboración del presente informe, de acuerdo con la información disponible en la página web del GTS se contratan a largo plazo, y el resto de las necesidades se contrata mediante contratos de corto plazo, lo que es coherente con el procedimiento de estimación utilizado para dichas actividades y descrito anteriormente.

La facturación asociada a la reserva de capacidad de corto plazo prevista para 2016 es el resultado de aplicar el precio medio registrado en los últimos doce meses, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones, a la reserva de capacidad prevista.

La facturación asociada a la reserva de capacidad de corto plazo prevista para 2017 es el resultado de aplicar el precio medio estimado para 2017 a la reserva de capacidad prevista. El precio medio estimado para 2017 resulta de aplicar la tasa de variación registrada durante los últimos doce meses al precio medio previsto para 2016.

Peaje de exportaciones

El volumen, capacidad contratada y facturación prevista para el cierre de 2016 asociada al peaje de exportaciones de corto plazo se corresponde con los registrados entre julio de 2015 y junio de 2016, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

El volumen, capacidad contratada y facturación prevista para 2017 asociada al peaje de exportaciones de corto plazo resulta de mantener para cada una de las variables de facturación la relación entre corto y largo plazo prevista para el cierre de 2016. La facturación de corto plazo correspondiente a 2017 resulta de aplicar los precios medios previstos para 2016.

Peaje de regasificación

El volumen y capacidad contratada del peaje de regasificación asociados a los contratos de corto plazo previstos para el cierre del ejercicio 2016 resulta de aplicar a la previsión de cierre de la CNMC para 2016 la relación existente entre largo y corto plazo para cada una de las variables registrado entre julio de 2015 y junio de 2016, de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas.

El volumen y capacidad contratada del peaje de regasificación asociados a los contratos de corto plazo previstos para para 2017 resulta de considerar que las capacidades contratadas, a la fecha de elaboración del presente informe, de acuerdo con la información disponible en la página web del GTS se contratan a largo plazo, y el resto de la necesidades se contratada mediante contratos de corto plazo.

La facturación asociada al peaje de regasificación de corto plazo previsto para 2016 es el resultado de aplicar el precio medio registrado en los últimos doce meses, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

La facturación asociada al peaje de regasificación de corto plazo prevista para 2017 es el resultado de aplicar el precio medio estimado para 2017 al volumen previsto. El precio medio estimado para 2017 resulta de aplicar la tasa de variación registrada durante los últimos doce meses al precio medio previsto para 2016.

Para el resto de actividades se ha considerado como mejor previsión de volumen y capacidad, el resultado de aplicar a la previsión de cierre de la CNMC para 2016 la relación existente entre largo y corto plazo para cada una de las variables registrado entre julio de 2015 y junio de 2016, de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas, con la excepción del peaje de exportaciones para el que se ha considerado como mejor previsión de volumen y capacidad contratada y facturación la real registrada entre julio de 2015 y junio de 2016

Carga en cisternas

El volumen y capacidad contratada del peaje de carga en cisterna de corto plazo previstos para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 resultan de aplicar a la previsión de cierre de la CNMC para 2016 la relación existente entre largo y corto plazo para cada una de las variables registrado entre julio de 2015 y junio de 2016, de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas.

La facturación asociada al peaje de carga en cisterna de corto plazo previsto para 2016 es el resultado de aplicar el precio medio registrado en los últimos doce meses, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

La facturación asociada al peaje de carga en cisterna de corto plazo prevista para 2017 es el resultado de aplicar el precio medio estimado para 2017 al volumen previsto. El precio medio estimado para 2017 resulta de aplicar la tasa

de variación registrada durante los últimos doce meses al precio medio previsto para 2016.

ANEXO II. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2016 Y 2017

PREVISION CIERRE 2016

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	136.438.706			110.942	30.335	141.277	0,1035
Peaje de descarga de buques	138.645.965	178		4.642	7.249	11.892	0,0086
Peaje de carga en sistemas	11.955.148	40.222	81,4%	12.970	2.058	15.028	0,1257
Peaje de regasificación	124.483.557	411.369	82,9%	92.833	18.909	111.742	0,0898
Trasvase de GNL a buques	1.330.290	2		354	2.079	2.433	0,1829
Puesta en frío	25.003	2		143	39	182	0,7291

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	13.966.744	22.520	111.068	2.569	113.637	0,8136

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	6.100.249		72.142	72.142	1,1826

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Entrada al Sistema	311.995.500	1.045.598.046	130.319	130.319	0,0418

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	109.410.900	99	505.364.937	243.529	243.529	0,2226
Firme	109.410.900	99	505.364.937	243.529	243.529	0,2226
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	117.272.627	3.702	492.941.485	352.317	352.317	0,3004
Firme	117.241.354	3.702	492.816.485	352.258	352.258	0,3005
Interrumpible (A+B)	31.273	0	125.000	59	59	0,1899
Grupo 3	65.310.457	7.663.987	23.388.622	1.641.818	1.641.818	2,5139
Materia Prima	5.893.931	2	20.100.000	12.284	12.284	0,2084
Peajes de Transito Internacional	16.290.774		153.285.661	27.307	27.307	0,1676
Total T&D	314.178.688	7.667.790	1.195.080.706	2.249.948	2.277.255	0,7248

Total Acceso

2.734.630

PREVISION AÑO 2017

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	134.611.231			99.784	31.969	131.753	0,0979
Peaje de descarga de buques	135.463.038	170		4.521	7.287	11.808	0,0087
Peaje de carga en sistemas	12.285.759	41.448	81,2%	13.061	2.067	15.128	0,1231
Peaje de regasificación	122.325.471	351.264	95,4%	82.202	22.614	104.817	0,0857
Trasvase de GNL a buques	0	0		0	0	0	
Puesta en frío	0	0		0	0	0	

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	14.922.088	21.774	107.392	3.016	110.407	0,7399

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	5.158.123		61.000	61.000	1,1826

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Entrada al Sistema	316.956.107	968.093.597	130.483	130.483	0,0412

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	113.095.297	99	505.364.937	247.383	247.383	0,2187
Firme	113.095.297	99	505.364.937	247.383	247.383	0,2187
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	118.423.653	3.702	483.941.485	350.312	350.312	0,2958
Firme	118.278.737	3.701	483.441.485	350.061	350.061	0,2960
Interrumpible (A+B)	144.916	1	500.000	251	251	0,1734
Grupo 3	64.903.362	7.751.075	23.711.730	1.653.363	1.653.363	2,5474
Materia Prima	6.011.809	2	20.100.000	13.387	13.387	0,2227
Peajes de Transito Internacional	14.618.642		153.285.661	26.824	26.824	0,1835
Total T&D	317.052.763	7.754.879	1.186.403.813	2.264.444	2.291.268	0,7227

Total Acceso

2.724.911

ANEXO III. VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA DE INVERSIÓN, Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Cuadro III.2. Valores Unitarios de O&M para instalaciones de transporte.

Valores Unitarios de Referencia de O&M de las Instalaciones de la Actividad de Transporte para el periodo 2015-2020

Gasoductos		ERM en un Gasoducto de Transporte Primario		Coeficientes Correctores para	
€/ m / pulg		Tamaño (G)	€/ERM		
	0,4808	65	39.701	Obra Lineal de Gasoducto Transporte Secundario	0,52
Estaciones de Compresión		100	43.201	Estación de Medida	0,75
Turbocompresores Gas		160	47.746	ERM/EM/Línea Adicional de Transporte Secundario	0,76
Término Fijo (€/ E.C.)	154.771	250	49.815		
Término Variable (€/kW)	62,08	400	53.299		
Motores Eléctricos		650	56.777		
Término Fijo (€/ E.C.)	623.998	1.000	67.930		
Término Variable (€/kWh)	Se abonará la totalidad del coste del suministro eléctrico, excepto IVA	1.600	76.984		
		2.500	87.093		
		4.000	109.735		
		6.500	132.383		

Cuadro III.3. Valores Unitarios de Inversión para las instalaciones de regasificación.

Valores Unitarios de Referencia de Inversión para Instalaciones de la Actividad de Regasificación puestas en Marcha en el periodo 2015-2020

Unidad de Inversión Estandarizada			Valores Máximos para Unidades Constructivas No-Estandarizadas ⁽¹⁾ al Construir		
	Valor	unidades		Valor	unidades
Tanque Almacenamiento GNL	458,68	€/m ³ GNL	Nueva Planta ⁽²⁾	172.814,694	€/Planta
Sistema Antorcha /Combustor	10,90	€/kg/h	Ampliación de Tanque ⁽³⁾	193,87	€/m ³ GNL Ampliados
Sistema de Compresión de Boil - Off para emisión directa a red	Valor Unitario E.C. de Transporte		Ampliación de Vaporización ⁽³⁾	100,88	€/ (Nm ³ /h Ampliados
Sistema de Compresión de Boil - Off para procesado interno planta	396,29	€/ (Nm ³ /h	Ampliaciones Muelles de Atraque ⁽⁴⁾	Según valor auditado	
Relicudador Boil-Off	1,36	€/kg/h			
Sistema de Bombas Secundarias	3.605,71	€/m ³ GNL/h			
Vaporizadores de Agua de Mar	42,94	€/ (Nm ³ /h			
Vaporizadores de Combustión Sumergida	24,56	€/ (Nm ³ /h			
Sistema de Medida y Olorización	Valor Unitario ERM/EMs de Transporte				
Cargadero de Cisternas de GNL	1.785.184,61	€/unidad			

Notas
(1) Los Caps son el valor máximo a reconocer por el coste, debidamente auditado, del conjunto de unidades de inversión no-estandarizables realizadas: Obra civil terrestre y marítima, instalaciones de descarga, interconexiones de gas/GNL, Olorizaciones y Obra Civil Asociada al Almacenamiento de GNL, Sistema de captación de agua, Servicios auxiliares, Suministro eléctrico y los Sistemas de gestión y control
(2) El Valor Máximo/CAP por nueva Planta es aplicable una sola vez en la vida útil de la Planta Regasificación
(3) El Valor Máximo/CAP por Ampliación de Tanque, es aplicable a cada Tanque Adicional sobre la configuración original de Planta de Regasificación
(4) El Valor Máximo/CAP por Ampliación de Vaporización, es aplicable a cada Ampliación Vaporización, incluida la de reserva, sobre la configuración original de la Planta de Regasificación

Cuadro III.4. Valores Unitarios de O&M para las instalaciones de regasificación.

Valores Unitarios de Referencia de O&M para Instalaciones de la Actividad de Regasificación para el periodo 2015-2020

Valor Unitario de Referencia de O&M Fijo por			Coste de O&M Variables por		
	Valor	unidades		Valor	unidades
Planta Regasificación	1.256.944	€/Planta	kWh Regasificados	0,000162	€/KWh
Tanque Almacenamiento GNL	1.655.619	€/Tanque	kWh cargados en Cisternas de GNL	0,000194	€/KWh
	13,600519	€/m ³ GNL	kWh Trasvasados a/entre Buques de GNL	0,000194	€/KWh
Capacidad de Vaporización Nominal ⁽¹⁾	5,08	€/ (Nm ³ /h			
Cargadero de Cisternas de GNL	42.972	€/Cargadero			
Resto de Unidades de Inversión	0				

Nota
(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 "Vaporizadores de Agua de Mar" o "Vaporizadores de Combustión Sumergida"

ANEXO IV. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN, AASS Y TRANSPORTE.

ANEXO IV. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN, AASS Y TRANSPORTE.

La retribución por las actividades de regasificación y almacenamiento subterráneo y transporte de una empresa se compone de tres partidas: (1) la retribución de los activos, la más importante ya que representa en torno al 97,9% de la retribución anual; (2) la retribución financiera por el coste del gas de nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques de GNL (RF_{NMLL}), que representan tan sólo el 0,4%; y (3) la retribución por el coste del gas de operación, que representa prácticamente el 1,7% de la retribución anual.

La Ley 18/2014³⁰, de 15 de octubre, dedica el Capítulo II del Título II a la sostenibilidad económica del sistema gasista, estableciendo una reforma del sistema retributivo gasista.

En el Anexo XI de la Ley se indica que la retribución de los activos de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo está compuesta por dos partidas: la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) y la Retribución por Disponibilidad (RD)

1. La RCS consiste en una retribución por actividad que se reparte entre cada elemento del inmovilizado, que estuviera en servicio el año anterior, en función del porcentaje que representa el coste de reposición de dicho elemento de inmovilizado sobre el total de la actividad.

El importe que percibe cada elemento de inmovilizado, y por ende cada empresa, se ve afectada por la entrada en servicio de nuevas instalaciones ya que el importe preestablecido (o “bolsa”) para la actividad se repartiría entre más elementos del inmovilizado.

Los importes para cada actividad durante el periodo 2014-2020 son actualizados anualmente aplicando al valor establecido para el año anterior un “factor de eficiencia” de 0,97 y la variación anual, según corresponda, de la demanda nacional excluido el suministro de GNL a través de plantas satélites (transporte), el volumen de gas regasificado en el conjunto de las plantas (regasificación) y el volumen de gas útil almacenado a 1 de noviembre en los AASS³¹.

³⁰ Ley de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

³¹ Para el cálculo de estas variaciones, además se han establecido unos valores máximos y mínimos a considerar, así:

- Para la demanda no podrá considerarse un valor anual de demanda inferior a 190 TWh, ni superior a 410 TWh.
- Para el gas regasificado no podrá considerarse un valor anual inferior a 50 TWh, ni superior a 220 TWh
- Para el gas útil almacenado no podrá considerarse un valor anual inferior a 22 TWh, ni superior a 30 TWh.

Además, cada año, se deben determinar los desvíos incurridos en las retribuciones por RCS de años anteriores como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda/gas regasificado/gas almacenado más exactas (estimada, previsión cierre o real).

2. La RD está compuesta por tres conceptos: la Retribución por Amortización de la Inversión (A)³², la Retribución Financiera (RF)³³ y la Retribución por Costes de O&M (CO&M). Además, se establece un incentivo a la extensión de la vida útil de los activos consistente en incrementar los costes O&M en función del número de años que exceden sobre la vida útil retributiva.

El importe que percibe cada elemento de inmovilizado, y por ende cada empresa, es función del valor de inversión reconocido, las características técnicas de los activos, los valores unitarios de O&M regulados.

En el caso de la actividad de regasificación, se percibe una retribución por costes variables de O&M en función de magnitudes reales de producción (gas descargado, gas regasificado, gas cargado en cisternas GNL, etc...) a los que se aplica un valores unitarios de O&M regulados.

Por su parte, la RF_{NMLL} , consiste en reconocer una retribución financiera³⁴ por el coste de adquisición del gas necesario para alcanzar el nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques de GNL que permita la operación de los mismos.

Por último, en el caso del gas de operación, su retribución se determina en función de las cantidades reales utilizadas en plantas de regasificación, estaciones de compresión y ERM, aplicándoles el precio de adquisición.

En los epígrafes 1, 2 y 3 se presentan, respectivamente, para las actividades de regasificación, AASS y transporte los valores de la RCS, la RD y RF_{NMLL} devengados en 2017, desglosados por empresa, y, en caso de existir, la retribución devengada en 2016 pendiente de reconocer y los ajustes a efectuar en las retribuciones por RCS de 2014, 2015 y 2016 como consecuencia de tener cifras más exactas de demanda/gas regasificado/gas almacenado y/o porque se han incluido en el régimen retributivo nuevas instalaciones cuya puesta en servicio es anterior a dichos ejercicios.

³² Para este concepto, se usa el criterio de amortización anual fija para toda la vida útil de la instalación (coste de inversión reconocida / vida útil)

³³ Para este concepto, se adopta el valor neto del activo como base para el cálculo, y se le aplica una tasa de retribución (Tr) fija de 5,09% con independencia del tipo activo que sea y de su fecha de puesta en servicio, al menos, durante el periodo 2014-2020.

³⁴ Desde la entrada en vigor de la Ley 18/2014, se les aplica la misma tasa de retribución (Tr) que a los activos de transporte y regasificación (5,09%)

En cualquier caso, los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada en estos epígrafes se recogen en: 0 (Regasificación), 0 (AASS) y ANEXO III (Transporte).

Por su parte, en el epígrafe 4, se estima la retribución por gas de operación para las actividades de regasificación, AASS y transporte.

1. Retribución de los activos de regasificación

1.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro IV.1 se recoge los cálculos de la RCS para 2017 de la actividad de regasificación y de los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores (2015 y 2016) como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro IV.1. Determinación de la RCS de la actividad de regasificación devengada en 2017 y los ajustes en la RCS de 2015 y 2016 por revisión de las cifras de gas regasificado

Actualización del RCS ₂₀₁₅			
En GWh			
Gas Regasificado	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	
2014	100.257,847	Previsión Cierre	
2015	107.843,699	Estimación	
Δ DT	0,075663426		
RCS₂₀₁₄	48.211.976,00 €		
f^A	0,97		
1+ΔDT	1,075663426		
RCS₂₀₁₅	50.304.063,49 €		
		2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
		99.938,109	Real
		125.716,574	Previsión Cierre
		0,257944295	
		48.211.976,00 €	
		0,97	
		1,257944295	
		58.828.540,741 €	
			3 ^o Calculo RCS ₂₀₁₅
			99.938,109
			130.478,999
			0,305598039
			48.211.976,00 €
			0,97
			1,305598039
			61.057.097,464 €

Actualización del RCS ₂₀₁₆			
En GWh			
Gas Regasificado	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato	
2015	125.716,574	Previsión Cierre	
2016	127.212,431	Estimación	
Δ DT	0,011898643		
RCS₂₀₁₅	58.828.540,74 €		
f^A	0,97		
1+ΔDT	1,011898643		
RCS₂₀₁₆	57.742.664,94 €		
		2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
		130.478,999	Real
		131.556,274	Previsión Cierre
		0,008256311	
		61.057.097,46 €	
		0,97	
		1,008256311	
		59.714.367,728 €	

Calculo RCS ₂₀₁₇			
En GWh			
Gas Regasificado	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato	
2016	131.556,274	Previsión Cierre	
2017	129.539,643	Estimación	
Δ DT	-0,015329042		
RCS₂₀₁₆	59.714.367,73 €		
f^A	0,97		
1+ΔDT	0,984670958		
RCS₂₀₁₇	57.035.033,57 €		

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.2 se presentan los valores de la RCS devengada para 2017 desglosados por empresa. Por su parte, en el Cuadro IV.3 y en el Cuadro IV.4

se presentan, respectivamente, los ajustes por los desvíos de RCS en 2015 y 2016, como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado.

Cuadro IV.2. RCS devengada en 2017 por la actividad de regasificación, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2017	RCS 2017
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.829.703.192,79	1.760.940.984,93	57,20%	32.623.530,03
BBG	458.620.651,91	439.430.858,45	14,27%	8.140.980,27
Reganosa	322.926.239,50	354.290.110,07	11,51%	6.563.646,45
Planta de Regasificación de Sagunto, S./	627.476.097,74	523.954.250,60	17,02%	9.706.876,82
Total General	3.238.726.181,94	3.078.616.204,06	100%	57.035.033,57

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.3. Ajustes de la RCS devengada en 2015 por la actividad de regasificación, desglosados por empresa

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₅ [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	33.649.400,12	1.760.940.984,93	57,2%	34.924.114,67	1.274.714,55
BBG	439.430.858,45	14,3%	8.396.979,18	439.430.858,45	14,3%	8.715.075,53	318.096,36
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	6.770.044,98	354.290.110,07	11,5%	7.026.509,43	256.464,45
Planta de Regasificación de Sagunto,	523.954.250,60	17,0%	10.012.116,46	523.954.250,60	17,0%	10.391.397,83	379.281,37
Total General	3.078.616.204,06	100%	58.828.540,74	3.078.616.204,06	100%	61.057.097,46	2.228.556,72

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.4. Ajustes de la RCS devengada en 2016 por la actividad de regasificación, desglosados por empresa

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	33.028.288,86	1.760.940.984,93	57,2%	34.156.085,25	1.127.796,39
BBG	439.430.858,45	14,3%	8.241.985,08	439.430.858,45	14,3%	8.523.419,01	281.433,93
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	6.645.081,35	354.290.110,07	11,5%	6.871.986,80	226.905,45
Planta de Regasificación de Sagunto,	523.954.250,60	17,0%	9.827.309,65	523.954.250,60	17,0%	10.162.876,67	335.567,02
Total General	3.078.616.204,06	100%	57.742.664,94	3.078.616.204,06	100%	59.714.367,73	1.971.702,79

Fuente: Elaboración Propia

1.2. Retribución por Disponibilidad (RD) y Retribución Financiera de Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL})

En el Cuadro IV.5 se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RD fija y sus conceptos retributivos, así como la RF_{NMLL} devengada para 2016 por las instalaciones puestas en servicio a 1 de septiembre de 2015 y las previstas poner en marcha hasta el 31 de diciembre de 2016.

Cuadro IV.5. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2017 por la actividad de regasificación, por empresa y concepto retributivo

En €	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	BBG	Reganosa	Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Total Actividad
VI Bruto	1.837.039.089,99	461.408.304,71	322.926.239,50	628.800.908,56	3.250.174.542,76
Valor Neto a 31/12/2015	647.560.839,09	189.322.414,02	167.525.015,56	283.392.423,19	1.287.800.691,86
Amortización	56.625.468,69	13.189.234,32	17.266.802,66	22.626.832,21	109.708.337,88
Retribución Financiera	31.710.467,38	9.301.745,64	8.396.765,53	14.231.473,84	63.640.452,40
Coste O&M	82.142.643,68	16.538.099,55	10.831.305,70	21.205.675,40	130.717.724,33
COEV	7.944.726,12	609.600,00	0,00	609.600,00	9.163.926,12
Retribución Disponibilidad (RD)	178.423.305,87	39.638.679,51	36.494.873,89	58.673.581,45	313.230.440,73
Retribución Financiera Gas Talón	1.250.379,33	334.765,24	130.257,76	193.200,50	1.908.602,82
Total a Retribuir sin RCS	179.673.685,20	39.973.444,75	36.625.131,65	58.866.781,95	315.139.043,55

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte el Cuadro IV.6 agrupa la misma información diferenciando si la retribución está asociada a:

- Instalaciones incluidas de forma definitiva en el Régimen Retributivo;
- Instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta;
- Instalaciones puestas en marcha en 2016 que se proponen incluir a cuenta en la Orden;
- Instalaciones cuya inclusión definitiva se está tramitando
- Instalaciones puestas en marcha pendientes de ser incluidas en el Régimen Retributivo.
- Instalaciones previstas poner en servicio hasta finales de 2016 y en 2017

Cuadro IV.6. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2017 por la Actividad de regasificación, desglosadas por empresa y estado de inclusión en el régimen retributivo

Empresa	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2016 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.837.039.089,99	647.560.839,09	178.423.305,87	1.250.379,33	179.673.685,20
INCLUSION DEFINITIVA	1.829.703.192,79	640.224.941,89	178.423.305,87	876.982,16	179.300.288,03
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	7.335.897,20	7.335.897,20	0,00	373.397,17	373.397,17
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BBG	461.408.304,71	189.322.414,02	39.638.679,51	334.765,24	39.973.444,75
INCLUSION DEFINITIVA	458.620.651,91	186.534.761,22	39.638.679,51	192.873,71	39.831.553,22
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	2.787.652,80	2.787.652,80	0,00	141.891,53	141.891,53
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reganosa	322.926.239,50	167.525.015,56	36.494.873,89	130.257,76	36.625.131,65
INCLUSION DEFINITIVA	322.926.239,50	167.525.015,56	36.494.873,89	130.257,76	36.625.131,65
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.	628.800.908,56	283.392.423,19	58.673.581,45	193.200,50	58.866.781,95
INCLUSION DEFINITIVA	627.476.097,74	282.067.612,37	58.673.581,45	125.767,63	58.799.349,08
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	1.324.810,82	1.324.810,82	0,00	67.432,87	67.432,87
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	3.250.174.542,76	1.287.800.691,86	313.230.440,73	1.908.602,82	315.139.043,55
INCLUSION DEFINITIVA	3.238.726.181,94	1.276.352.331,04	313.230.440,73	1.325.881,25	314.556.321,98
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	8.660.708,02	8.660.708,02	0,00	440.830,04	440.830,04
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	2.787.652,80	2.787.652,80	0,00	141.891,53	141.891,53
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Como se indicó al principio, la actividad de regasificación percibe una retribución por costes variables de O&M en función de magnitudes reales de producción. Aunque la retribución final dependerá de las cantidades reales de cada empresa, es posible determinar una previsión de esta retribución para el conjunto de la actividad aplicando los valores unitarios para costes variables de O&M a las cantidades de gas natural previstas regasificar, cargar en cisternas de GNL y trasvasar en 2017.

En el Cuadro IV.7 se muestran los valores obtenidos.

Cuadro IV.7. Previsión de Retribución Anual Variable por O&M desglosada por concepto

Concepto Retributivo	MWh Previsto	V.Unitario €/MWh	Retribución Prevista
Por Regasificación	129.539,64	162	20.985.422,11
Por Carga en cisternas	12.285,76	194	2.383.437,26
Por Transvase a buques	0,00	194	0,00
Por Transvase entre buques	0,00	194	0,00
Por Puesta en Frío Buques	0,00	194	0,00
Retrib. Variable O&M			23.368.859,37

Fuente: Elaboración Propia

1.2.1. Previsión de Retribución 2015 y 2016 asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo.

A día de hoy, se tiene conocimiento de una partida que hay que presupuestar:

- La retribución financiera de las adquisiciones de gas talón pendientes de incluir en el régimen retributivo, y cuyo importe sería igual al presupuestado para el año 2017 (582.721 €/año) ya que se les aplica la misma Tr (5,09%) y no hubo adquisiciones adicionales durante 2017.

1.3. Retribución a Publicar en el BOE

De los apartados anteriores se infiere que las necesidades económicas anuales de la actividad de regasificación, excluido el gas de operación, son de 400.908.639,13 € para el año 2017.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 375.791.615,07 € ya que sólo recoge (1) la RD fija y la RF_{NMLL} devengada en 2017 de las instalaciones/adquisiciones de gas incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta; (2) la RCS devengada en 2017; y , bajo el epígrafe de ajustes: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2015 y 2016, y (5) , de haberlos, la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

En el siguiente cuadro se recogen los valores resultantes por empresas.

Cuadro IV.8. Retribución Anual de la Actividad de Regasificación a Publicar en el BOE, desglosada por empresa

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2017	RCS 2017	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	178.423.305,87	32.623.530,03	876.982,16	211.923.818,07	2.402.510,94	214.326.329,01
BBG	39.638.679,51	8.140.980,27	192.873,71	47.972.533,49	599.530,28	48.572.063,77
Reganosa	36.494.873,89	6.563.646,45	130.257,76	43.188.778,10	483.369,90	43.672.148,00
Planta de Regasificación de Sagunto,	58.673.581,45	9.706.876,82	125.767,63	68.506.225,90	714.848,39	69.221.074,29
Total	313.230.440,73	57.035.033,57	1.325.881,25	371.591.355,56	4.200.259,51	375.791.615,07

Fuente: Elaboración Propia

2. Retribución de los activos de AASS

2.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro IV.9 se recoge los cálculos de la RCS para 2017 de la actividad de AASS y de los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores (2015 y 2016) como consecuencia de la revisión de las cifras de gas almacenado a 1 de noviembre más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro IV.9. Determinación de la RCS de la actividad de AASS devengada en 2017 y los ajustes en la RCS de 2015 y 2016 por revisión de las cifras de nivel de llenado a 1 nov

Actualización del RCS ₂₀₁₅			
En GWh			
Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	
2014	28.630,66	Previsión Cierre	
2015	27.648,66	Estimación	
Δ DT	-0,034298892		
RCS ₂₀₁₄	6.457.394,00 €		
f^A	0,97		
1+ Δ DT	0,965701108		
RCS ₂₀₁₅	6.048.835,16 €		

2 ^o Cálculo RCS ₂₀₁₅		Tipo Dato
28.779,15		Real
25.711,83		Previsión Cierre
-0,106581397		
6.457.394,00 €		
0,893418603		
5.596.081,25 €		

3 ^o Cálculo RCS ₂₀₁₅		Tipo Dato
28.779,15		Real
23.790,94		Real
-0,173327118		
6.457.394,00 €		
0,826672882		
5.178.007,93 €		

Actualización del RCS ₂₀₁₆			
En GWh			
Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato	
2015	25.711,828	Previsión Cierre	
2016	28.706,944	Estimación	
Δ DT	0,116487867		
RCS ₂₀₁₅	5.596.081,25 €		
f^A	0,97		
1+ Δ DT	1,116487867		
RCS ₂₀₁₆	6.060.518,12 €		

2 ^o Cálculo RCS ₂₀₁₆		Tipo Dato
23.790,943		Real
21.775,91		Previsión Cierre
-0,084697449		
5.178.007,93 €		
0,915302551		
4.597.260,55 €		

Cálculo RCS ₂₀₁₇			
En GWh			
Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato	
2016	21.775,911	Previsión Cierre	
2017	29.388,571	Estimación	
Δ DT	0,349590913		
RCS ₂₀₁₆	4.597.260,55 €		
f^A	0,97		
1+ Δ DT	1,349590913		
RCS ₂₀₁₇	6.018.288,43 €		

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.10 y el Cuadro IV.11 se presentan, respectivamente, los valores de la RCS devengada para 2017 y los ajustes por los desvíos de RCS en 2014, 2015 y 2016, desglosados por empresa, como consecuencia de la revisión de las cifras de gas almacenado y de la inclusión en el régimen retributivo de nuevas instalaciones con puesta en servicio anterior a los años 2014, 2015 y 2016, como por ejemplo, en el caso del AASS de Yela.

Cuadro IV.10. RCS devengada en 2017 por la actividad de AASS, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2017	RCS 2017
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	591.596.842,01	91,7%	5.520.942,60
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	53.293.114,34	8,3%	497.345,83
Total	644.889.956,35	644.889.956,35	100%	6.018.288,43

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.11. Ajustes de la RCS devengada en 2014, 2015 y 2016 por la actividad de AASS, desglosados por empresa

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₄ Prorata 180 días [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	292.443.057,99	84,6%	5.462.026,25	537.005.211,99	91,0%	5.874.409,73	203.367,20
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	15,4%	995.367,75	53.293.114,34	9,0%	582.984,27	-203.367,20
Total	345.736.172,33	100%	6.457.394,00	590.298.326,33	100%	6.457.394,00	0,00

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₅ [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	292.443.057,99	84,6%	4.733.479,59	589.816.682,01	91,7%	4.748.917,64	15.438,06
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	15,4%	862.601,67	53.293.114,34	8,3%	429.090,29	-433.511,38
Total	345.736.172,33	100%	5.596.081,25	643.109.796,35	100%	5.178.007,93	-418.073,32

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₆ [3]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	292.443.057,99	84,6%	5.126.326,35	591.596.842,01	91,7%	4.217.347,16	-908.979,19
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	15,4%	934.191,76	53.293.114,34	8,3%	379.913,39	-554.278,37
Total	345.736.172,33	100%	6.060.518,12	644.889.956,35	100%	4.597.260,55	-1.463.257,56

Fuente: Elaboración Propia

2.2. Retribución por Disponibilidad (RD)

En el siguiente cuadro se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RD, y sus conceptos retributivos, devengada para 2017 por las instalaciones puestas en servicio a 1 de septiembre de 2016 y las previstas poner en marcha hasta el 31 de diciembre de 2017, así como la cantidad a minorar en aplicación de la Disposición Adicional 7ª de la Orden ITC/3802/2008³⁵.

Cuadro IV.12. RD devengada en 2017 por la actividad de AASS y minoración propuesta por aplicación D.A. 7ª O. ITC/3802/2008, desglosada por empresa y concepto retributivo

Empresa	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2016 (€)	Amortización (€)	Retribución Financiera (€)	Coste O&M (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	676.556.767,01	438.155.928,10	38.251.905,75	22.302.136,74	29.475.025,43	90.029.067,92	-705.329,00	89.323.738,92
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	75.695.114,34	41.050.293,68	3.060.705,16	2.089.459,95	821.666,54	5.971.831,65		5.971.831,65
Total	752.251.881,35	479.206.221,79	41.312.610,91	24.391.596,69	30.296.691,97	96.000.899,57	-705.329,00	95.295.570,57

Fuente: Elaboración Propia

En relación con los costes de O&M, señalar que, para cada AASS, primero se determina un valor anual provisional que es revisado posteriormente cuando se tienen los costes directos auditados del AASS. En el siguiente cuadro se recoge la propuesta de retribución provisional de los AASS que se han determinado³⁶ teniendo en cuenta la información utilizada por la CNMC en sus trabajos para realizar sus propuestas³⁷ de retribución definitiva por costes de O&M para el periodo 2012 y 2014 y la última información facilitada por los titulares sobre 2015, 2016 y 2017.

Cuadro IV.13. Propuesta de Retribución Provisional 2017 por O&M para los AASS, desglosada por empresa, instalación, concepto retributivo, y estado inclusión

Empresa	RCI O&Min (Provisional)	RCD O&Min (Provisional)	Total a Retribución Provisional O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.119.804,78	25.355.220,65	29.475.025,43
AASS Serrablo	3.703.798,73	4.068.546,55	7.772.345,28
AASS Gaviota	416.006,05	17.282.729,20	17.698.735,25
AASS Yela	0,00	4.003.944,90	4.003.944,90
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	5.088,23	816.578,31	821.666,54
AASS Marismas	5.088,23	816.578,31	821.666,54
Inclusión a Cuenta/Provisional	4.124.893,01	26.171.798,96	30.296.691,97

Fuente: Elaboración Propia

³⁵ La Disposición Adicional 7ª estableció que ENAGAS, S.A., vería minorada durante 30 años la retribución por la actividad de almacenamiento subterráneo por la parte proporcional de la diferencia que hubo durante los años 2007 y 2008 entre la retribución provisional percibida por ENAGAS, S.A. y la retribución definitiva de sus instalaciones de almacenamiento subterráneo básico. A día de hoy, la cantidad pendiente de devolver es de 16.927.896 €, correspondientes a 24 deducciones de 705.329 € a aplicar en los ejercicios de 2016 a 2039, ambos incluidos.

³⁶ Aplicando la metodología de cálculo de los costes de operación y mantenimiento establecida en la Disposición Adicional Sexta de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre

³⁷ De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC y con lo dispuesto en el apartado tercero de la Disposición Adicional Sexta de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre.

A semejanza con la actividad de regasificación, la información sobre la RD, también puede desglosarse teniendo en cuenta el estado de inclusión en el régimen retributivo de los activos:

Cuadro IV.14. RD devengada en 2017 por la actividad de AASS y minoración propuesta por aplicación D.A. 7ª O. ITC/3802/2008, desglosadas por empresa, tipo de liquidación y estado de inclusión en el régimen retributivo

Empresa	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2016 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	676.556.767,01	438.155.928,10	90.029.067,92	-705.329,00	89.323.738,92
INCLUSION DEFINITIVA	591.596.842,01	382.454.404,25	84.337.554,45	-705.329,00	83.632.225,45
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	25.480.109,00	24.152.668,85	2.508.233,99	0,00	2.508.233,99
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	59.479.816,00	31.548.855,00	3.183.279,47	0,00	3.183.279,47
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	75.695.114,34	41.050.293,68	5.971.831,65	0,00	5.971.831,65
INCLUSION DEFINITIVA	53.293.114,34	41.050.293,68	5.971.831,65	0,00	5.971.831,65
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	22.402.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	752.251.881,35	479.206.221,79	96.000.899,57	-705.329,00	95.295.570,57
INCLUSION DEFINITIVA	644.889.956,35	423.504.697,94	90.309.386,11	-705.329,00	89.604.057,11
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	25.480.109,00	24.152.668,85	2.508.233,99	0,00	2.508.233,99
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	81.881.816,00	31.548.855,00	3.183.279,47	0,00	3.183.279,47

Fuente: Elaboración Propia

2.2.1. Previsión de Retribución 2015 y 2016 asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo.

A día de hoy, existen las siguientes partidas que hay que presupuestar:

- El importe asociado por la inclusión definitiva en el régimen retributivo de inversiones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010, que de acuerdo con la información disponible se estima en 24.870,45 €
- El importe asociado a las adquisiciones de Gas Colchón realizadas en el año 2015 y 2016 para el AASS de Yela, que de acuerdo con la información disponible se estima en 2.561.140,16 €
- El importe asociado a la O&M de los AASS subterráneos (ajustes sobre retribución provisional, y retribuciones pendientes de reconocer) de los años 2015 y 2016, que de acuerdo con la información disponible se estima en 17.809.938,40 €

2.3. Retribución a Publicar en el BOE

De los apartados anteriores se infiere que las necesidades económicas anuales de la actividad de AASS, excluido el gas de operación, son de 120.102.358,56 € para el año 2017.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 93.741.014,66 € ya que sólo recoge (1) la RD incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta, excluidos los valores provisionales de O&M, (2) la RCS devengada en 2017; y, bajo el epígrafe de ajustes: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2014, 2015 y 2016 y (5), de haberlos, la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

En el siguiente cuadro se recogen los valores resultantes por empresa excluidos los costes de O&M provisionales.

Cuadro IV.15. Retribución Anual de la Actividad de AASS a Publicar en el BOE, desglosada por empresa

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2017 sin Costes O&M	RCS 2017	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]+[3]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	54.862.529,02	5.520.942,60	-705.329,00	59.678.142,62	-690.173,93	58.987.968,69
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	5.150.165,11	497.345,83		5.647.510,95	-1.191.156,94	4.456.354,00
Total	60.012.694,14	6.018.288,43	-705.329,00	65.325.653,57	-1.881.330,88	63.444.322,69

Fuente: Elaboración Propia

Siendo los valores provisionales de retribución por O&M a publicar en el BOE los siguientes

Cuadro IV.16. Valores de Retribución provisional por O&M a Publicar en el BOE

En Euros	RCI O&Min	RCD O&Min	Total Retribución Provisional
AASS Serrablo	3.703.798,73	4.068.546,55	7.772.345,28
AASS Gaviota	416.006,05	17.282.729,20	17.698.735,25
AASS Yela	0,00	4.003.944,90	4.003.944,90
AASS Marismas	5.088,23	816.578,31	821.666,54
Total	4.124.893,01	26.171.798,96	30.296.691,97

Fuente: Elaboración Propia

3. Retribución de los activos de transporte

3.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro IV.17 se recogen los cálculos de la RCS para 2017 de la actividad de transporte así como la actualización de las retribuciones de años anteriores (2015 y 2016) como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro IV.17. Determinación de la RCS de la actividad de transporte devengada en 2017 y los ajustes en la RCS de 2015 y 2016 por revisión de las cifras de demanda

Actualización del RCS₂₀₁₅

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
2014	297.041,562	Previsión Cierre
2015	299.398,475	Estimación
Δ DT	0,007934623	

2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
290.663,792	Real
301.665,624	Previsión Cierre
0,037850715	

3 ^o Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
290.663,792	Real
302.515,930	Real
0,040776108	

RCS ₂₀₁₄	233.164.337,00 €
f^A	0,97
1+ Δ DT	1,007934623
RCS ₂₀₁₅	227.963.975,87 €

	233.164.337,00 €
	0,97
	1,037850715
	234.730.080,65 €

	233.164.337,00 €
	0,97
	1,040776108
	235.391.715,05 €

Actualización del RCS₂₀₁₆

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
2015	301.665,624	Previsión Cierre
2016	305.888,994	Estimación
Δ DT	0,014000168	

2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
302.515,930	Real
296.983,092	Previsión Cierre
-0,018289410	

RCS ₂₀₁₅	234.730.080,65 €
f^A	0,97
1+ Δ DT	1,014000168
RCS ₂₀₁₆	230.875.850,98 €

	235.391.715,05 €
	0,97
	0,981710590
	224.153.943,28 €

Calculo RCS₂₀₁₇

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₇	Tipo Dato
2016	296.983,092	Previsión Cierre
2017	301.421,668	Estimación
Δ DT	0,014945550	

RCS ₂₀₁₆	224.153.943,28 €
f^A	0,97
1+ Δ DT	1,014945550
RCS ₂₀₁₇	220.678.925,83 €

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.18 se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RCS devengada para 2017 de aquellas instalaciones cuya liquidación se realiza de forma proporcional a los días del periodo de liquidación y aquella cuya liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008.

Cuadro IV.18. RCS devengada en 2017 por la actividad de transporte, desglosada por empresa y tipo de liquidación

En Euros	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)			Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)			Total RCS 2017
	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,67	53,9%	118.923.882,35	2.524.670.196,33	30,0%	66.227.963,88	185.151.846,22
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	127.524.132,16	1,5%	3.345.254,22	124.468.294,30	1,5%	3.265.092,49	6.610.346,71
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.299.597,24	0,0%	34.091,45	58.499.774,05	0,7%	1.534.584,96	1.568.676,42
Cegas, S.A.	19.223.760,91	0,2%	504.283,90	21.662.961,28	0,3%	568.269,80	1.072.553,70
Gas Andalucía S.A.	1.238.746,60	0,0%	32.495,20	35.045.174,48	0,4%	919.316,33	951.811,53
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	13.461.891,93	0,2%	353.136,70	28.067.145,36	0,3%	736.266,42	1.089.403,12
Reganosa	50.514.787,36	0,6%	1.325.120,21	22.198.238,85	0,3%	582.311,37	1.907.431,58
Gas Extremadura Transporte, S.L.	29.141.442,46	0,3%	764.447,73	39.295.393,61	0,5%	1.030.809,45	1.795.257,18
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,2%	423.263,88	235.316.007,92	2,8%	6.172.885,51	6.596.149,39
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,2%	2.704.862,86	189.541.747,74	2,3%	4.972.120,34	7.676.983,20
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	5.512.249,80	0,1%	144.599,12	0,00	0,0%	0,00	144.599,12
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	178.531.140,76	2,1%	4.683.286,54	19.712.409,72	0,2%	517.102,30	5.200.388,83
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,0%	0,00	14.571.095,52	0,2%	382.233,68	382.233,68
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,0%	0,00	20.251.547,63	0,2%	531.245,14	531.245,14
Total	5.079.181.303,39	60,4%	133.238.724,16	3.333.299.986,80	39,6%	87.440.201,67	220.678.925,83

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, el Cuadro IV.19, el Cuadro IV.20 y el Cuadro IV.21 recogen los ajustes de la RCS devengada en 2014³⁸, 2015 y 2016 a liquidar mediante pago único.

Cuadro IV.19. Ajustes de la RCS devengada en 2014 por la actividad de transporte, desglosados por empresa y tipo de liquidación

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2014 Prorata 180 días [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.010.699.640,83	85,2073%	198.673.016,60	7.013.075.440,07	85,2116%	198.682.973,16	4.910,08
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,0627%	7.141.098,34	251.992.426,47	3,0618%	7.139.036,93	-1.016,58
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	24.957.186,86	0,3033%	707.250,32	24.957.186,86	0,3032%	707.046,16	-100,68
Cegas, S.A.	40.886.722,19	0,4969%	1.158.670,16	40.886.722,19	0,4968%	1.158.335,69	-164,95
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,4410%	1.028.233,48	36.283.921,08	0,4409%	1.027.936,67	-146,38
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,5047%	1.176.872,44	41.529.037,29	0,5046%	1.176.532,70	-167,54
Reganosa	72.713.026,21	0,8837%	2.060.581,25	72.713.026,21	0,8835%	2.059.986,42	-293,34
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,8318%	1.939.400,26	68.436.836,06	0,8315%	1.938.840,41	-276,09
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	5.512.249,80	0,0670%	156.209,12	5.512.249,80	0,0670%	156.164,03	-22,24
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	182.410.399,15	2,2170%	5.169.245,03	182.410.399,15	2,2164%	5.167.752,82	-735,88
Redexis Gas, S.A.	259.420.159,43	3,1530%	7.351.589,47	259.420.159,43	3,1521%	7.349.467,30	-1.046,55
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.152.299,81	2,4083%	5.615.347,56	198.152.299,81	2,4076%	5.613.726,60	-799,38
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,1771%	412.923,62	14.571.095,52	0,1770%	412.804,42	-58,78
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2461%	573.899,37	20.251.547,63	0,2461%	573.733,70	-81,70
Total	8.227.816.548,35	100,0000%	233.164.337,02	8.230.192.347,59	100,0%	233.164.337,02	0,00

Fuente: Elaboración Propia

³⁸ Las correcciones están motivadas por no haberse tenido en cuenta en el último cálculo el valor de reposición correcto de la Posición de doble trampa de rascadores Q-09 en el gasoducto Yela – Villar de Arnedo, puestas en servicio e incluida en el régimen retributivo desde 2012.

Cuadro IV.20. Ajustes de la RCS devengada en 2015 por la actividad de transporte, desglosados por empresa y tipo de liquidación

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₅ [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.032.575.537,96	84,3678%	198.036.648,74	7.034.951.337,20	84,3723%	198.605.340,02	568.691,28
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,0231%	7.096.082,42	251.992.426,47	3,02222%	7.114.056,53	17.974,11
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	53.988.660,15	0,6477%	1.520.315,47	53.988.660,15	0,64750%	1.524.166,37	3.850,90
Cegas, S.A.	40.886.722,19	0,4905%	1.151.366,16	40.886.722,19	0,49037%	1.154.282,51	2.916,35
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,4353%	1.021.751,71	36.283.921,08	0,43516%	1.024.339,77	2.588,06
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,4982%	1.169.453,69	41.529.037,29	0,49807%	1.172.415,87	2.962,18
Reganosa	72.713.026,21	0,8723%	2.047.591,81	72.713.026,21	0,87207%	2.052.778,27	5.186,46
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,8210%	1.927.174,71	68.436.836,06	0,82078%	1.932.056,17	4.881,46
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	5.512.249,80	0,0661%	155.224,42	5.512.249,80	0,06611%	155.617,60	393,18
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	206.066.865,89	2,4721%	5.802.823,07	206.066.865,89	2,47142%	5.817.521,41	14.698,34
Redexis Gas, S.A.	292.653.579,28	3,5109%	8.241.096,57	292.653.579,28	3,50988%	8.261.970,97	20.874,39
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.152.299,81	2,3772%	5.579.949,65	198.152.299,81	2,37650%	5.594.083,45	14.133,80
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,1748%	410.320,65	14.571.095,52	0,17476%	411.359,97	1.039,32
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2430%	570.281,64	20.251.547,63	0,24288%	571.726,13	1.444,49
Total	8.335.613.805,36	100,0%	234.730.080,70	8.337.989.604,60	100,0%	235.391.715,03	661.634,33

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.21. Ajustes de la RCS devengada en 2016 por la actividad de transporte, desglosados por empresa y tipo de liquidación

En Euros	O IET/2736/2015			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₅ [3]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.055.780.915,76	84,1395%	194.257.784,07	7.058.156.715,00	84,1440%	188.612.074,04	-5.645.710,03
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,0050%	6.937.784,92	251.992.426,47	3,0041%	6.733.884,80	-203.900,12
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.371,29	0,7131%	1.646.379,55	59.799.371,29	0,7129%	1.597.992,77	-48.386,78
Cegas, S.A.	40.886.722,19	0,4876%	1.125.681,78	40.886.722,19	0,4874%	1.092.598,23	-33.083,55
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,4327%	998.958,76	36.283.921,08	0,4326%	969.599,56	-29.359,20
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,4952%	1.143.365,83	41.529.037,29	0,4951%	1.109.762,52	-33.603,31
Reganosa	72.713.026,21	0,8671%	2.001.914,67	72.713.026,21	0,8669%	1.943.078,79	-58.835,87
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,8161%	1.884.183,80	68.436.836,06	0,8159%	1.828.808,03	-55.375,77
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	5.512.249,80	0,0657%	151.761,72	5.512.249,80	0,0657%	147.301,46	-4.460,25
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	227.158.577,82	2,7088%	6.254.066,34	227.158.577,82	2,7081%	6.070.260,58	-183.805,76
Redexis Gas, S.A.	292.653.579,28	3,4899%	8.057.256,37	292.653.579,28	3,4889%	7.820.455,21	-236.801,16
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.243.550,48	2,3640%	5.457.985,90	198.243.550,48	2,3634%	5.297.576,78	-160.409,12
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,1738%	401.167,32	14.571.095,52	0,1737%	389.377,10	-11.790,22
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2415%	557.559,94	20.251.547,63	0,2414%	541.173,36	-16.386,58
Total	8.385.812.856,90	100,0%	230.875.850,96	8.388.188.656,14	100,0%	224.153.943,24	-6.721.907,72

Fuente: Elaboración Propia

3.2. Retribución por Disponibilidad (RD) y Retribución Financiera de Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL}).

En el Cuadro IV.22 se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RD y sus conceptos retributivos, así como la RF_{NMLL} devengada para 2017 por las instalaciones puestas en servicio a 1 de septiembre de 2016 y las previstas poner en marcha hasta el 31 de diciembre de 2017.

La misma información (RD y RF_{NMLL}) puede diferenciarse, ver Cuadro IV.23, en dos grupos en función de la forma en que son liquidadas las retribuciones:

1. Aquellas instalaciones cuya liquidación se realiza de forma proporcional a los días del periodo de liquidación (instalaciones puestas en servicio antes de 2008)

2. Aquellas cuya liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008 (instalaciones puestas en servicio con posterioridad).

Además, como en las actividades de regasificación y AASS, es posible diferenciar, en cada agrupación, la retribución asociada a:

- a) Instalaciones incluidas de forma definitiva en el Régimen Retributivo;
- b) Instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta;
- c) Instalaciones puestas en marcha en 2016 que se propone incluir a cuenta;
- d) Instalaciones cuya inclusión definitiva se está tramitando³⁹
- e) Instalaciones puestas en marcha pendientes de ser incluidas en el Régimen Retributivo.
- f) Instalaciones previstas poner en servicio hasta finales de 2016 y en 2017

³⁹ Estimación a partir de la información contenida en los expedientes tramitados por esta Comisión. En el caso de instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta en el régimen retributivo, sólo se considera el diferencial con la retribución a cuenta ya reconocida.

Cuadro IV.22. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2016 por la actividad de transporte, por empresa y concepto retributivo

En Euros	VI Bruto	Valor Neto a 31/12/2016	Amortización	Retribución Financiera	Coste O&M	COEV	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS, S.A.	10.452.627,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.368.842.730,58	3.283.438.155,15	147.040.342,68	164.552.839,98	176.110.495,47	649.393,49	488.353.071,62	2.629.390,57	490.982.462,19
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	250.162.627,78	167.177.439,78	6.373.854,26	8.450.182,77	5.845.038,56	17.033,10	20.686.108,69	59.148,91	20.745.257,60
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	53.477.170,15	49.157.517,39	1.370.495,99	2.491.269,94	1.547.972,26	0,00	5.409.738,19	10.847,69	5.420.585,88
Cegas, S.A.	24.401.484,08	20.068.847,43	622.870,31	1.018.521,45	761.035,81	0,00	2.402.427,58	2.982,88	2.405.410,46
Gas Andalucía S.A.	30.519.578,97	24.478.843,18	789.239,19	1.244.036,41	777.868,25	0,00	2.811.143,86	1.936,70	2.813.080,56
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	34.280.291,53	26.583.840,63	887.854,01	1.350.979,65	846.476,97	0,00	3.085.310,63	2.137,84	3.087.448,47
Reganosa	66.133.649,41	52.067.554,54	1.658.153,37	2.628.669,07	1.635.634,27	0,00	5.922.456,72	21.569,45	5.944.026,17
Gas Extremadura Transporte, S.L.	49.434.605,30	40.740.734,60	1.273.591,44	2.063.395,50	1.669.284,08	0,00	5.006.271,02	10.307,89	5.016.578,91
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	4.112.869,33	3.105.694,27	100.717,51	153.795,63	107.473,22	0,00	361.986,36	4.284,21	366.270,57
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	276.632.626,44	228.054.153,08	6.590.340,23	11.558.681,99	7.798.020,34	0,00	25.947.042,56	49.274,40	25.996.316,95
Redexis Gas, S.A.	196.453.825,75	157.898.661,36	4.930.001,39	8.004.399,36	5.746.654,26	0,00	18.681.055,01	32.642,50	18.713.697,51
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	145.073.116,29	64.466.951,27	3.760.323,85	3.259.075,94	6.141.742,52	4.706,55	13.165.848,86	22.291,88	13.188.140,74
Gas Navarra, S.A.	9.724.699,74	8.228.438,67	249.376,85	417.691,79	265.426,92	0,00	932.495,56	1.135,74	933.631,29
Redexis Gas Murcia, S.A.	13.196.385,54	12.173.392,96	340.997,53	617.452,66	365.739,01	0,00	1.324.189,19	2.173,04	1.326.362,24
Gas Natural Madrid SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	6.532.898.288,45	4.137.640.224,30	175.988.158,61	207.810.992,16	209.618.861,93	671.133,14	594.089.145,84	2.850.123,71	596.939.269,55

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.23. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2017 por la Act. de transporte, desglosadas por empresa, tipo de liquidación y estado de inclusión en el régimen retributivo

Empresa	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del período de liquidación)					Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				
	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2015 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2015 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS, S.A.	10.452.627,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSIÓN DEFINITIVA	10.452.627,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.885.484.654,10	1.229.456.654,16	259.279.999,43	1.346.113,61	260.626.113,03	2.483.358.076,48	2.053.981.500,99	228.832.823,05	1.283.276,97	230.116.100,02
INCLUSIÓN DEFINITIVA	2.883.218.208,52	1.227.977.769,54	258.882.267,76	1.346.113,61	260.228.381,37	1.947.020.616,65	1.583.061.475,61	177.504.761,40	209.581,92	177.714.343,31
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	487.092.759,27	428.056.190,85	48.738.344,91	0,00	48.738.344,91
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.314.775,98	26.128.593,75	2.180.177,29	390.209,85	2.570.387,14
PENDIENTE DE INCLUSIÓN	2.266.445,58	1.478.884,63	397.731,66	0,00	397.731,66	15.374.838,00	15.180.154,20	186.526,55	683.485,20	870.011,75
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.555.086,58	1.555.086,58	223.012,90	0,00	223.012,90
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	122.760.972,14	57.835.526,80	9.601.245,59	2.659,54	9.603.905,12	127.401.655,64	109.341.912,98	11.084.863,11	56.489,38	11.141.352,48
INCLUSIÓN DEFINITIVA	122.760.972,14	57.835.526,80	9.601.245,59	2.659,54	9.603.905,12	87.060.541,40	71.921.153,34	7.576.543,68	18.105,33	7.594.649,01
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37.640.169,27	34.817.156,57	3.316.838,17	0,00	3.316.838,17
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	268.931,06	268.931,06	0,00	13.688,59	13.688,59
PENDIENTE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.432.013,91	2.334.672,01	191.481,25	24.695,45	216.176,71
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.069.779,72	815.983,63	120.355,91	76,11	120.432,02	52.407.390,43	48.341.533,76	5.289.382,28	10.771,58	5.300.153,86
INCLUSIÓN DEFINITIVA	1.069.779,72	815.983,63	120.355,91	76,11	120.432,02	16.706.078,03	14.341.592,83	1.734.468,38	389,54	1.734.857,92
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35.497.343,11	33.795.971,63	3.554.913,90	0,00	3.554.913,90
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23.969,29	23.969,29	0,00	1.220,04	1.220,04
PENDIENTE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	180.000,00	180.000,00	0,00	9.162,00	9.162,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cegas, S.A.	7.164.143,37	5.033.426,66	732.805,18	607,13	733.412,31	17.237.340,71	15.035.420,78	1.669.622,40	2.375,75	1.671.998,15
INCLUSIÓN DEFINITIVA	7.164.143,37	5.033.426,66	732.805,18	607,13	733.412,31	17.237.340,71	15.035.420,78	1.669.622,40	2.375,75	1.671.998,15
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Andalucía S.A.	849.966,03	635.643,12	101.301,40	72,65	101.374,05	29.669.612,94	23.843.200,06	2.709.842,46	1.864,05	2.711.706,51
INCLUSIÓN DEFINITIVA	849.966,03	635.643,12	101.301,40	72,65	101.374,05	29.665.739,68	23.839.326,80	2.709.842,46	1.666,90	2.711.509,36
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.873,26	3.873,26	0,00	197,15	197,15
PENDIENTE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.23. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2017 por la Act. de transporte, desglosadas por empresa, tipo de liquidación y estado de inclusión en el régimen retributivo (cont.)

Empresa	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				
	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2015 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2015 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	13.730.288,54	9.675.151,80	1.240.991,44	544,05	1.241.535,48	20.550.002,99	16.908.688,82	1.844.319,19	1.593,79	1.845.912,98
INCLUSION DEFINITIVA	13.730.288,54	9.675.151,80	1.240.991,44	544,05	1.241.535,48	19.518.098,68	16.038.671,09	1.676.001,82	1.593,79	1.677.595,61
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.031.904,31	870.017,74	168.317,37	0,00	168.317,37
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reganosa	42.384.531,60	32.857.825,00	3.811.279,82	16.057,73	3.827.337,55	23.749.117,81	19.209.729,54	2.111.176,90	5.511,72	2.116.688,62
INCLUSION DEFINITIVA	42.384.531,60	32.857.825,00	3.811.279,82	16.057,73	3.827.337,55	23.640.832,45	19.101.444,18	2.111.176,90	0,00	2.111.176,90
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	285,36	285,36	0,00	14,52	14,52
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108.000,00	108.000,00	0,00	5.497,20	5.497,20
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transporte, S.L.	19.117.253,65	14.115.689,95	1.775.178,84	5.273,85	1.780.452,69	30.317.351,64	26.625.044,64	3.231.092,18	5.034,04	3.236.126,21
INCLUSION DEFINITIVA	19.117.253,65	14.115.689,95	1.775.178,84	5.273,85	1.780.452,69	30.224.982,79	26.532.675,79	3.231.092,18	332,46	3.231.424,64
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	56.368,85	56.368,85	0,00	2.869,17	2.869,17
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	11.120.510,78	6.944.290,41	1.275.166,56	1.384,41	1.276.550,98	265.512.115,66	221.109.862,67	24.646.968,49	47.889,99	24.694.858,48
INCLUSION DEFINITIVA	11.120.510,78	6.944.290,41	1.275.166,56	1.384,41	1.276.550,98	111.539.384,50	94.309.628,87	11.093.365,51	11.682,50	11.105.048,01
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109.120.781,48	101.796.254,24	10.880.374,90	0,00	10.880.374,90
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24.292.634,05	24.292.634,05	2.472.081,71	0,00	2.472.081,71
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	190.504,10	190.504,10	0,00	9.696,66	9.696,66
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	520.841,41	520.841,41	0,00	26.510,83	26.510,83
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19.847.970,12	0,00	201.146,38	0,00	201.146,38
Redexis Gas, S.A.	61.419.432,25	43.806.309,78	5.526.078,10	4.947,34	5.531.025,43	135.034.393,50	114.092.351,59	13.154.976,91	27.695,16	13.182.672,08
INCLUSION DEFINITIVA	61.419.432,25	43.806.309,78	5.526.078,10	4.947,34	5.531.025,43	95.421.435,46	82.095.497,71	9.508.911,52	16.359,45	9.525.270,97
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31.799.425,84	29.880.933,07	3.326.729,76	0,00	3.326.729,76
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	158.656,12	158.656,12	0,00	8.075,60	8.075,60
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64.049,45	64.049,45	0,00	3.260,12	3.260,12
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7.590.826,63	1.893.215,24	319.335,63	0,00	319.335,63
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	4.076.869,33	3.069.694,27	361.986,36	2.451,81	364.438,17	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
INCLUSION DEFINITIVA	4.076.869,33	3.069.694,27	361.986,36	2.451,81	364.438,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro IV.23. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2017 por la Act. de transporte, desglosadas por empresa, tipo de liquidación y estado de inclusión en el régimen retributivo (cont.)

Empresa	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				
	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2015 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2015 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9.724.699,74	8.228.438,67	932.495,56	1.135,74	933.631,29
INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9.724.005,25	8.227.744,18	932.495,56	1.100,39	933.595,94
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	694,49	694,49	0,00	35,35	35,35
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13.196.385,54	12.173.392,96	1.324.189,19	2.173,04	1.326.362,24
INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13.153.693,11	12.130.700,53	1.324.189,19	0,00	1.324.189,19
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	42.692,43	42.692,43	0,00	2.173,04	2.173,04
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Madrid SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	3.307.638.223,56	1.454.733.199,32	295.224.553,66	1.395.236,15	296.619.789,81	3.225.260.064,89	2.682.907.024,97	298.599.435,54	1.454.887,56	300.054.323,10
INCLUSION DEFINITIVA	3.305.058.637,98	1.453.097.744,70	294.765.264,07	1.395.236,15	296.160.500,21	2.401.740.895,40	1.965.807.739,86	221.095.844,64	264.290,23	221.360.134,87
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	718.299.495,04	643.903.400,11	71.729.829,18	0,00	71.729.829,18
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24.292.634,05	24.292.634,05	2.472.081,71	0,00	2.472.081,71
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33.018.896,32	26.832.714,09	2.180.177,29	426.049,58	2.606.226,87
PENDIENTE DE INCLUSION	2.579.585,58	1.635.454,63	459.289,60	0,00	459.289,60	18.914.260,74	18.622.235,04	378.007,80	764.547,76	1.142.555,56
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28.993.883,33	3.448.301,82	743.494,92	0,00	743.494,92

Fuente: Elaboración Propia

3.2.1. Retribución a Cuenta asociada a Instalaciones a Incluir en el Régimen Retributivo por la próxima Orden

En el siguiente cuadro se recoge el listado de instalaciones a incluir a cuenta por la próxima Orden Ministerial, indicando el titular, la fecha puesta en servicio, el Valor de Inversión y, según aplique, la RD de los ejercicios 2015, 2016 y 2017.

Cuadro IV.24. Retribución Anual de la Actividad de Transporte a Publicar en el BOE, desglosada por empresa

Instalación	Empresa	Fecha P.E.M	VAI a valores unitarios	Retribución Disponibilidad		
				2015 [4]	2016 [5]	2017
Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca) - Fase II	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	14.570.864,06	0,00	189.393,66	1.390.019,07
Pos CASFEL-02 (ALGAIDA) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	599.089,76	0,00	0,00	45.470,91
Pos CASFEL-03 (VILLAFRANCA DE BONANY) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	599.089,76	0,00	0,00	45.470,91
Pos CASFEL-04 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	1.111.469,16	0,00	0,00	84.360,51
ERM G-250 en Pos CASFEL-02 (ALGAIDA) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	279.226,00	0,00	33.210,00	73.335,14
ERM G-250 en Pos CASFEL-03 (VILLAFRANCA DE BONANY) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	279.226,00	0,00	33.210,00	73.335,14
ERM G-250 en Pos CASFEL-04 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	279.226,00	0,00	33.210,00	73.335,14
Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca) - Fase III	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	4.096.021,07	0,00	53.240,52	390.748,78
Pos CASFEL-04 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	750.229,98	0,00	0,00	56.942,46
Pos CASFEL-05 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	404.379,28	0,00	0,00	30.692,39
Pos CASFEL-06 (FELANITX) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	750.229,98	0,00	0,00	56.942,46
ERM G-250 en Pos CASFEL-05 (MANACOR) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	279.226,00	0,00	33.210,00	73.335,14
ERM G-400 en Pos CASFEL-06 (FELANITX) del Gasoducto Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	Redexis Infraestructuras, S.L.	21-abr.-16	294.357,00	0,00	35.532,67	78.093,67
		Total	24.292.634,05	0,00	411.006,85	2.472.081,71

Fuente: Elaboración Propia

3.2.2. Previsión de Retribución 2015 y 2016 asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo.

A día de hoy, existen las siguientes partidas que hay que presupuestar:

- El importe asociado a instalaciones pendientes de incluir en el régimen retributivo, que de acuerdo con la información disponible, se estima en 664.478,94 € para 2015 y 851.583,50 para 2016
- La retribución financiera de las adquisiciones de gas talón pendientes de incluir en el régimen retributivo. El importe en 2016 y 2015 sería de 449.391,54 € al minorar la retribución prevista en 2017 (1.190.597,34 €) con la estimación de retribución financiera asociada a la adquisición de 809 GWh en 2016 cuyo devengo se inicia en el año 2017 (741.205,8 €).

3.3. Retribución Total a Publicar en el BOE

De los apartados anteriores se infiere que las necesidades económicas anuales de la actividad de transporte, excluido el gas de operación, son de 813.707.610,96 € para el año 2017.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 806.752.205,26 € ya que sólo se recoge (1) la RD y la RF_{NMLL} incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta; (2) la RCS devengada en 2017; y , bajo el epígrafe de ajuste: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2014, 2015 y 2016; (4) la retribución a cuenta correspondiente a 2015 y 2016 de las instalaciones que vayan a ser incluidas en el Régimen Retributivo por Orden Ministerial; y (6), de haberlos, la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

En el siguiente cuadro se recogen los valores resultantes por empresas.

Cuadro IV.25. Retribución Anual de la Actividad de Transporte a Publicar en el BOE, desglosada por empresa

En Euros	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)				Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				Ajustes [1]+[2]+[3]+[4]+[5]	Total 2017
	Retribución Disponibilidad (RD) 2017	RCS 2017	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual	Retribución Disponibilidad (RD) 2017	RCS 2017	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual		
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	258.882.267,76	118.923.882,35	1.346.113,61	379.152.263,72	226.243.106,31	66.227.963,88	209.581,92	292.680.652,10	-5.072.108,67	666.760.807,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	9.601.245,59	3.345.254,22	2.659,54	12.949.159,34	10.893.381,85	3.265.092,49	18.105,33	14.176.579,68	-186.942,60	26.938.796,42
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	120.355,91	34.091,45	76,11	154.523,48	5.289.382,28	1.534.584,96	389,54	6.824.356,78	-44.636,56	6.934.243,70
Cegas, S.A.	732.805,18	504.283,90	607,13	1.237.696,22	1.669.622,40	568.269,80	2.375,75	2.240.267,95	-30.332,14	3.447.632,02
Gas Andalucía S.A.	101.301,40	32.495,20	72,65	133.869,25	2.709.842,46	919.316,33	1.666,90	3.630.825,70	-26.917,52	3.737.777,43
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.240.991,44	353.136,70	544,05	1.594.672,18	1.844.319,19	736.266,42	1.593,79	2.582.179,41	-30.808,67	4.146.042,92
Reganosa	3.811.279,82	1.325.120,21	16.057,73	5.152.457,76	2.111.176,90	582.311,37	0,00	2.693.488,27	-53.942,75	7.792.003,28
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.775.178,84	764.447,73	5.273,85	2.544.900,42	3.231.092,18	1.030.809,45	332,46	4.262.234,09	-50.770,41	6.756.364,11
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	361.986,36	144.599,12	2.451,81	509.037,29	0,00	0,00	0,00	0,00	-4.089,31	504.947,98
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	1.275.166,56	423.263,88	1.384,41	1.699.814,86	24.445.822,11	6.172.885,51	11.682,50	30.630.390,12	241.163,54	32.571.368,52
Redexis Gas, S.A.	5.526.078,10	2.704.862,86	4.947,34	8.235.888,30	12.835.641,28	4.972.120,34	16.359,45	17.824.121,07	-216.973,31	25.843.036,05
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	11.336.607,11	4.683.286,54	15.047,92	16.034.941,57	1.767.683,82	517.102,30	1.102,19	2.285.888,31	-147.074,70	18.173.755,18
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	932.495,56	382.233,68	1.100,39	1.315.829,63	-10.809,68	1.305.019,95
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	1.324.189,19	531.245,14	0,00	1.855.434,33	-15.023,78	1.840.410,55
Total	294.765.264,07	133.238.724,16	1.395.236,15	429.399.224,37	295.297.755,53	87.440.201,67	264.290,23	383.002.247,43	-5.649.266,54	806.752.205,26

Fuente: Elaboración Propia

4. Retribución por el coste del gas de operación

El coste de gas de operación se determina en función de las cantidades reales utilizadas en plantas de regasificación, estaciones de compresión y ERM, aplicándoles el precio de adquisición. De acuerdo con la información facilitada por el GTS, serán necesarios:

- 933.506 MWh de gas operación para la actividad de transporte cuyo coste ascendería a 17.307.195 € si se aplica un precio de 18 €/MWh más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).
- 318.873 MWh de gas operación para la actividad de regasificación cuyo coste ascendería a 1.182.381 € si se aplican el porcentaje establecido en la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto-ley 8/2014, un precio de 18 €/MWh más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).
- 243.808 MWh de gas operación para la actividad de AASS cuyo coste ascendería a 4.520.194 € si se aplica un precio de 18 €/MWh más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).

No obstante, el coste final dependerá, tanto de las cantidades reales utilizadas como de la evolución del precio a lo largo del año.

ANEXO V. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

ANEXO V. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La retribución de la actividad de distribución se compone de tres partidas: (1) la retribución de los activos, la más importante ya que representa en torno al 99,58% de la retribución anual; (2) la retribución por suministro a tarifa de gases manufacturados, que representan tan sólo el 0,02%; y (3) la retribución específica que representa el 0,4%.

La Retribución de los activos de la actividad de distribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora según un modelo paramétrico que partiendo de la retribución del año anterior, se actualiza en función de la variación entre ambos años de ciertas magnitudes de caracterización de la actividad priorizando la extensión y penetración en nuevos municipios.

Por su parte, la retribución por suministro a tarifa de gases manufacturados satisface a las distribuidoras por el ejercicio de la actividad de suministro a tarifa en los territorios insulares y extra-peninsulares donde suministran gases manufacturados porque no disponen de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación.

Por último, la retribución específica de las instalaciones de distribución es una retribución, con carácter limitado en el tiempo, para aquellas instalaciones que permitan la gasificación de nuevos núcleos de población de forma que haga viables las inversiones.

1. Procedimiento de cálculo de la retribución de los activos de distribución

La Retribución de los activos de la actividad de distribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, excluidas las acometidas, de acuerdo con el punto primero del Anexo X de la Ley 18/2014 y el artículo 20.2 del Real Decreto 949/2001.

Dicha retribución se determina según un modelo paramétrico que partiendo de la retribución del año anterior, se actualiza en función de la actividad de cada distribuidora. Para ello, se aplican unos valores unitarios para el periodo 2014-2020 a las variaciones de (1) número de consumidores en redes de presión inferior o igual a 4 bar (diferenciando entre consumidores captados en municipios con gas introducido desde hace más de 5 años y los de menos); (2) demanda en redes de distribución en presión inferior o igual a 4 bar (diferenciando entre consumidores de menos de 50MWh/año y los de más); y (3) demanda en redes de distribución con presión entre 4 y 60 bar.

Al valor obtenido por la fórmula paramétrica, se añadiría la retribución por el extracoste (coste diferencial) del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de

conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación a aquellas distribuidoras que lo tuvieran.

La retribución de la actividad de distribución de años anteriores es actualizada según se tiene mejor información. De hecho, el valor de retribución definitivo de la actividad de distribución para un año cualquiera se obtiene dos años después del primer cálculo, momento en el que se dispone de los datos definitivos de demanda suministrada y puntos de suministro de la actividad para dicho año.

Para calcular la retribución anual de distribución de un “año n” cualquiera (en nuestro caso 2017), el procedimiento es el siguiente:

1. Se recalcula la retribución definitiva del “año n-2” (en nuestro caso 2015) y la nueva retribución provisional del “año n-1” (en nuestro caso 2016), aplicando en los cálculos los valores disponibles más actualizados de número de puntos de suministro y demanda de gas⁴⁰, de acuerdo con la metodología de la Ley 18/2014, así como el sobrecoste de las empresas que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares.
2. Se determinan los desvíos producidos en la retribución los “años n-1 y n-2” (en nuestro caso 2015 y 2016) con respecto a los valores calculados para la Orden anterior (en nuestro caso, Orden IET/2736/2015) por la aplicación de la metodología del Real Decreto-ley 8/2014.
3. Se determina la retribución 2017 de acuerdo con la metodología del Real Decreto-ley 8/2014, a partir de la retribución recalculada para el año 2016 y con las variaciones de puntos de suministro y de demanda que hayan sido previstas, así como el sobrecoste de las empresas que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares

2. Cifras de demanda y puntos de suministro de los años 2015, 2016 y 2017

A continuación se muestran los valores de caracterización del mercado que tienen incidencia en el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de los años 2015, 2016 y 2017.

En el caso del año 2015, se muestra la información real proveniente del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) y para los años 2016 y 2017 se muestran las mejores previsiones comunicadas por las empresas distribuidoras.

⁴⁰ Cuando se recalcula la retribución del año “n-2”, al tener los valores definitivos de puntos de suministro y demanda, se determina la retribución definitiva de la actividad de distribución de dicho año.

Cuadro V.1. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2015, 2016 y 2017 según el Anexo X de la Ley 18/2014

	Puntos de Suministro (PS) en Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) a 31/dic conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (CImgc<4b)					Puntos de Suministro (PS) en Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) a 31/dic conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (CImgrc<4b)				
	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión
Naturgas Energía Distribución, S.A.	923.784	933.989	916.706	922.728	930.799	0	3	240	305	574
Gas Directo, S.A.	4.884	5.403	5.900	0	0	0	0	0	0	0
Redexis Gas, S.A.	379.271	389.704	428.679	443.123	466.339	0	987	2.573	7.156	13.746
D. C. de Gas Extremadura, S.A.	68.137	70.021	71.863	72.963	74.962	0	0	0	0	0
Tolosa Gas, S.A.	4.744	4.821	4.892	4.922	4.954	0	0	0	0	0
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	3.034.178	2.168.776	2.174.822	2.192.360	2.204.847	0	1.260	4.238	7.413	9.783
Gas Natural Andalucía, S.A.	392.518	402.576	401.182	405.805	408.714	0	231	621	1.674	2.552
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	227.993	227.646	234.837	237.988	234.914	0	939	1.690	3.838	10.447
Gas Natural Castilla y León, S.A.	411.547	418.191	420.502	425.525	428.376	0	126	198	3.016	5.394
CEGAS, S.A.	642.041	648.586	643.735	648.390	650.731	0	2.608	6.617	10.866	14.463
Gas Galicia SDG, S.A.	237.560	244.967	250.340	253.068	254.882	0	1.180	2.697	9.186	13.250
Redexis Gas Murcia, S.A.	92.283	91.162	90.465	98.127	104.841	0	93	182	426	1.850
Gas Navarra, S.A.	132.791	135.266	137.815	137.384	138.672	0	283	474	3.248	3.524
Gas Natural Rioja, S.A.	76.991	79.322	80.459	81.513	82.348	0	98	490	1.096	1.376
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	10	16	57	62	76	0	0	0	0	0
Madriñena Red de Gas, S.A.	837.686	841.920	847.435	851.721	853.242	0	548	1.376	2.967	4.938
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	0	876.927	879.388	895.642	904.278	0	1.929	1.573	5.597	6.806
Gas Natural Aragón	0	0	0	1.585	1.636	0	0	0	0	0
Gas Natural Redes	0	0	0	47	48	0	0	0	0	0
TOTAL	7.466.418	7.539.293	7.589.077	7.672.953	7.744.659	0	10.285	22.969	56.788	88.703

	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{TMPC-4b})				Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{TMPC-4b})				Δ Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{TMPC-4b})			Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{TMPC-4b})		
	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2015	Año 2016	Año 2017
	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión
Naturgas Energía Distribución, S.A.	928.886,5	925.347,5	919.717,0	926.763,5	2	121,500	272,500	439,500	-3.539	-5.631	7,047	120,0	151	167
Gas Directo, S.A.	5.143,5	5.651,5	2.950,0	0,0	0	0,000	0,000	0,000	508	-2.702	-2.950	0,0	0	0
Redexis Gas, S.A.	384.487,5	409.191,5	435.901,0	454.731,0	494	1.780,000	4.864,500	10.451,000	24.211	26.710	18.830	1.780,0	3.085	5.587
D. C. de Gas Extremadura, S.A.	69.079,0	70.942,0	72.413,0	73.962,5	0	0,000	0,000	0,000	1.863	1.471	1.550	0,0	0	0
Tolosa Gas, S.A.	4.782,5	4.856,5	4.907,0	4.938,0	0	0,000	0,000	0,000	74	51	31	0,0	0	0
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	2.601.477,0	2.171.799,0	2.183.591,0	2.198.603,5	630	2.749,000	5.825,500	8.598,000	-430.075	11.792	15.013	2.515,5	3.077	2.773
Gas Natural Andalucía, S.A.	397.547,0	401.879,0	403.493,5	407.259,5	116	426,000	1.147,500	2.113,000	4.226	1.615	3.766	417,0	722	966
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	227.819,5	231.241,5	236.412,5	236.451,0	470	1.314,500	2.764,000	7.142,500	3.244	5.171	39	1.023,5	1.450	4.379
Gas Natural Castilla y León, S.A.	414.869,0	419.346,5	423.013,5	426.950,5	63	162,000	1.607,000	4.205,000	4.446	3.667	3.937	131,0	1.445	2.598
CEGAS, S.A.	645.313,5	646.160,5	646.062,5	649.560,5	1.304	4.612,500	8.741,500	12.664,500	24	-98	3.498	4.131,5	4.129	3.923
Gas Galicia SDG, S.A.	241.263,5	247.653,5	251.704,0	253.975,0	590	1.938,500	5.941,500	11.218,000	6.038	4.051	2.271	1.701,0	4.003	5.277
Redexis Gas Murcia, S.A.	91.722,5	90.813,5	94.296,0	101.484,0	47	137,500	304,000	1.138,000	-956	3.483	7.188	137,5	167	834
Gas Navarra, S.A.	134.028,5	136.540,5	137.599,5	138.028,0	142	378,500	1.861,000	3.386,000	2.460	1.059	429	289,0	1.483	1.525
Gas Natural Rioja, S.A.	78.156,5	79.890,5	80.986,0	81.930,5	49	294,000	793,000	1.236,000	1.710	1.096	945	269,5	499	443
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	13,0	36,5	59,5	69,0	0	0,000	0,000	0,000	24	23	10	0,0	0	0
Madriñena Red de Gas, S.A.	839.803,0	844.677,5	849.578,0	852.481,5	274	962,000	2.171,500	3.952,500	4.875	4.901	2.904	688,0	1.210	1.781
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	438.463,5	878.157,5	887.515,0	899.960,0	965	1.751,000	3.585,000	6.201,500	439.054	9.358	12.445	1.427,0	1.834	2.617
Gas Natural Aragón	0,0	0,0	792,5	1.610,5	0	0,000	0,000	0,000	793	0	818	0,0	0	0
Gas Natural Redes	0,0	0,0	23,5	47,5	0	0,000	0,000	0,000	0	24	24	0,0	0	0
TOTAL	7.502.856	7.564.185	7.631.015	7.708.806	5.143	16.627	39.879	72.746	58.184	66.830	77.791	14.631	23.252	32.867

Cuadro V.1. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2015, 2016 y 2017 según el Anexo X de la Ley 18/2014 (cont.)

	Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año				Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año				Δ Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año			Δ Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		
	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2015	Año 2016	Año 2017
	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión
Naturgas Energía Distribución, S.A.	4.155.552,405	4.398.434,133	4.370.654	4.649.835	2.925.176,868	3.131.104,173	3.086.927	3.040.253	242.882	-27.780	279.181	205.927	-44.178	-46.673
Gas Directo, S.A.	49.493,726	42.893,613	0	0	26.111,329	38.556,536	0	0	-6.600	-42.894	0	12.445	-38.557	0
Redexis Gas, S.A.	1.965.996,714	2.121.390,373	2.521.246	2.761.704	1.760.133,806	2.032.978,126	2.205.257	2.502.787	155.394	399.856	240.457	272.844	172.279	297.529
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	294.850,252	298.244,479	295.920	303.909	133.308,813	130.350,055	137.481	140.076	3.394	-2.325	7.990	-2.959	7.131	2.595
Tolosa Gas, S.A.	23.608,905	26.932,541	25.573	25.869	15.579,176	16.823,935	17.688	17.395	3.324	-1.360	296	1.245	864	-293
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	10.197.101,025	10.200.555,094	10.401.279	10.847.056	3.897.747,528	4.056.940,319	3.947.104	4.011.231	3.454	200.724	445.777	159.193	-109.836	64.127
Gas Natural Andalucía, S.A.	971.785,475	955.086,220	931.854	971.792	722.137,849	757.413,990	790.137	802.974	-16.699	-23.232	39.937	35.276	32.723	12.837
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.420.355,455	1.487.600,930	1.845.603	1.924.702	619.336,022	626.703,679	760.796	773.157	67.245	358.002	79.099	7.368	134.093	12.360
Gas Natural Castilla y León, S.A.	2.776.209,064	2.825.723,580	3.427.963	3.574.879	2.239.605,726	2.368.778,737	2.699.600	2.743.459	49.515	602.240	146.915	129.173	330.821	43.859
CEGAS, S.A.	1.744.231,547	1.824.509,371	1.786.268	1.862.824	676.951,952	744.946,222	782.856	795.574	80.278	-38.242	76.556	67.994	37.910	12.719
Gas Galicia SDG, S.A.	1.017.818,850	1.002.851,042	1.150.555	1.199.865	623.675,523	643.068,919	729.099	740.944	-14.968	147.704	49.310	19.393	86.030	11.845
Redexis Gas Murcia, S.A.	271.981,289	298.323,900	312.294	380.366	190.883,758	185.977,869	192.045	353.415	26.343	13.970	68.072	-4.906	6.067	161.369
Gas Navarra, S.A.	895.951,157	944.360,012	1.092.606	1.139.432	1.001.171,086	1.126.654,815	1.268.338	1.288.945	48.409	148.246	46.827	125.484	141.684	20.606
Gas Natural Rioja, S.A.	477.201,234	508.252,284	591.558	616.911	377.369,325	401.304,861	473.967	481.667	31.051	83.306	25.353	23.936	72.662	7.700
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	24,603	194,318	222	250	10.981,553	23.337,555	32.001	51.633	17.070	27	28	12.356	8.664	19.632
Madridiña Red de Gas, S.A.	5.258.953,642	5.282.037,520	5.410.044	5.671.065	2.287.440,175	2.452.821,819	2.607.151	2.572.275	23.084	128.007	261.021	165.382	154.329	-34.875
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	4.490.358,747	4.395.404,699	5.291.697	5.518.488	3.936.954,575	3.847.740,224	4.773.899	4.851.428	-94.954	896.292	226.791	-89.214	926.159	77.529
Gas Natural Aragón	0,000	1.476,240	18.489	19.282	0,000	311,941	10.350	10.518	1.476	17.013	792	312	10.038	168
Gas Natural Redes	0,000	0,000	0	0	0,000	0,000	63.340	64.369	0	0	0	0	63.340	1.029
TOTAL	36.011.474,090	36.614.270,349	39.473.825,016	41.468.228,893	21.444.565,064	22.585.813,775	24.578.036,741	25.242.099,404	602.796,259	2.859.554,667	1.994.403,877	1.141.248,711	1.992.222,966	664.062,663

	Demanda P<4bar y Cons>80.000MWh/año (peaje3.5)				Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar				Δ Demanda P<4bar y >80.000MWh/año			Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		
	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2015	Año 2016	Año 2017
	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Provisional	Previsión
Naturgas Energía Distribución, S.A.	478.222,674	449.905,072	498.106,758	503.420,569	16.773.980,207	16.879.552,423	16.201.002,079	16.798.834,635	-28.317,602	48.201,686	5.313,811	105.572,216	-678.550,344	597.832,556
Gas Directo, S.A.	15.879,823	16.577,802	0,000	0,000	276.950,087	214.250,665	0,000	0,000	697,979	-16.577,802	0,000	-62.699,422	-214.250,665	0,000
Redexis Gas, S.A.	426.095,127	458.217,622	442.195,572	534.432,989	4.081.597,782	4.255.401,895	4.351.166,740	4.409.002,096	32.122,495	-16.022,050	92.237,417	173.804,113	95.764,845	57.835,356
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.840,198	15.995,929	19.758,774	19.758,774	1.264.164,398	1.355.822,062	1.433.132,848	1.475.132,848	4.155,731	3.762,845	0,000	91.657,664	77.310,786	42.000,000
Tolosa Gas, S.A.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	1.132.156,022	1.158.012,256	1.234.057,258	1.271.903,910	59.475.831,527	59.353.797,529	32.814.933,393	33.821.317,312	25.856,234	76.045,002	37.846,652	-122.033,998	-26.538.864,136	1.006.383,919
Gas Natural Andalucía, S.A.	185.123,011	201.036,414	246.049,198	253.595,152	5.498.965,826	5.371.795,323	4.963.130,258	5.115.341,887	15.913,403	45.012,784	7.545,954	-127.170,503	-408.665,065	152.211,629
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	211.742,232	227.095,483	285.093,795	293.837,187	1.551.500,787	1.634.581,496	3.798.322,527	3.914.811,281	15.353,251	57.998,312	8.743,392	83.080,709	2.163.741,031	116.488,754
Gas Natural Castilla y León, S.A.	411.089,906	420.937,055	536.686,297	553.145,647	179.013,877	185.350,449	177.624,828	183.072,520	9.847,149	115.749,242	16.459,350	6.336,572	-7.725,621	5.447,692
CEGAS, S.A.	189.789,282	177.548,546	211.707,116	218.108,673	18.866.589,233	19.403.679,522	21.079.931,162	21.726.420,373	-12.240,736	34.158,570	6.401,557	537.090,289	1.676.251,640	646.489,211
Gas Galicia SDG, S.A.	84.650,543	92.956,582	163.470,994	168.484,399	9.847,170	124.626,396	394.371,103	406.465,725	8.306,039	70.514,412	5.013,405	114.779,226	269.744,707	12.094,622
Redexis Gas Murcia, S.A.	50.922,637	77.842,145	46.983,869	21.036,836	1.132.206,907	1.054.679,312	1.144.280,720	1.324.452,756	26.919,508	-30.858,276	-25.947,033	-77.527,595	89.601,408	180.172,036
Gas Navarra, S.A.	191.004,755	155.553,006	198.559,503	204.649,019	306.556,736	329.686,729	4.669.397,511	4.812.600,806	-35.451,749	43.006,497	6.089,516	23.129,993	4.339.710,782	143.203,295
Gas Natural Rioja, S.A.	81.370,476	81.404,572	102.694,768	105.844,260	9.926,575	20.461,460	241.031,319	248.423,381	34,096	21.290,196	3.149,492	10.534,885	220.569,859	7.392,062
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Madridiña Red de Gas, S.A.	559.202,805	557.339,447	652.494,549	637.204,647	750.961,006	681.760,101	661.354,202	667.573,689	-1.863,358	95.155,102	-15.289,902	-69.200,905	-20.405,899	6.219,487
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	308.492,634	297.635,799	445.247,272	458.902,326	1.978.841,046	1.955.999,992	2.149.362,561	2.215.280,230	-10.856,835	147.611,473	13.655,054	-22.841,054	193.362,569	65.917,669
Gas Natural Aragón	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5.178.880,038	5.337.708,384	0,000	0,000	0,000	0,000	5.178.880,038	158.828,346
Gas Natural Redes	0,000	0,000	102.173,681	105.307,192	0,000	-549,600	13.885.193,447	14.311.031,136	0,000	102.173,681	3.133,511	-549,600	13.885.743,047	425.837,689
TOTAL	4.337.582,125	4.388.057,730	5.185.279,404	5.349.631,580	112.156.933,164	112.820.895,754	113.143.114,736	116.767.469,059	50.475,605	797.221,674	164.352,176	663.962,590	322.218,982	3.624.354,323

Fuente: SIFCO (año 2015 y anteriores) Empresas Distribuidoras (años 2016 y 2017)

Al comparar los escenarios de demanda, se observa que los escenarios previstos por la CNMC difieren ligeramente de los resultantes de agregar las previsiones de demanda presentadas por las distribuidoras (y transportistas. En concreto, el escenario de la CNMC es un 0,2% superior en 2016 y un 1,1% inferior en 2017, siendo más dispares las diferencias cuando se observan los distintos escalones de presión y consumo.

Vista esta circunstancia, se han calculado unos Factores Correctores que se aplicarán a los incrementos de demanda previstos inicialmente por las distribuidoras. El Cuadro V.2 se recoge las previsiones de demanda y las variaciones anuales comunicadas por las compañías reguladas, las previsiones de la CNMC y el factor corrector que es necesario a aplicar.

Cuadro V.2. Comparación Escenario Demanda CNMC vs Cias Reguladas y Factores Correctores para las Δ de demanda de 2016 y 2017

En MWh	Demanda 2015	Demanda Año 2016		Δ Demanda 2016		Factor
	Liq 14/2015	Previsión Cias	Previsión CNMC	Previsión Cias	Previsión CNMC	Corrector2016
Peaje 3.1-3.2 (P<4bar y Cons<50MWh/año)	36.614.270	39.473.825	36.860.937	2.859.555	246.667	0,08626059
Peaje 3.3-3.4 (P<4bar y Cons>50MWh/año)	22.585.814	24.578.037	23.856.787	1.992.223	1.270.973	0,63796737
Peaje 3.5 (P<4bar y Cons>8 GWh/año)	4.388.058	5.185.279	4.592.732	797.222	204.675	0,25673488
Peajes Grupo 2 e Interrumpible (P entre 4bar y 60 bar)	117.382.822	116.709.935	117.272.627	-672.887	-110.195	0,16376445
Peajes Grupo 1, Mat Prima e Interr (P entre 4bar y 60 bar)	122.211.307	111.539.607	115.304.831	-10.671.700	-6.906.476	0,64717678
Suministros GNL Directo a Consumidor Final	10.693.089	10.718.693	11.030.380	25.604	337.291	13,17318676
Demanda Nacional	313.875.360	308.205.377	308.918.294	-5.669.983	-4.957.065	0,87426455

	Demanda Año 2017		Δ Demanda 2017		Factor
	Previsión Cias	Previsión CNMC	Previsión Cias	Previsión CNMC	Corrector2017
Peaje 3.1-3.2 (P<4bar y Cons<50MWh/año)	41.468.229	38.018.733	1.994.404	1.157.796	0,58052234
Peaje 3.3-3.4 (P<4bar y Cons>50MWh/año)	25.242.099	22.230.874	664.063	-1.625.913	-2,44843355
Peaje 3.5 (P<4bar y Cons>8 GWh/año)	5.349.632	4.653.755	164.352	61.022	0,37128954
Peajes Grupo 2 e Interrumpible (P entre 4bar y 60 bar)	121.972.575	118.423.653	5.262.640	1.151.025	0,21871631
Peajes Grupo 1, Mat Prima e Interr (P entre 4bar y 60 bar)	112.702.229	119.107.107	1.162.622	3.802.276	3,27043289
Suministros GNL Directo a Consumidor Final	10.389.129	11.250.988	-329.565	220.608	-0,66939104
Demanda Nacional	317.123.893	313.685.108	8.918.516	4.766.814	0,53448508

Fuente: Elaboración Propia

Por otra parte, y hasta que se dé cumplimiento al mandato recogido en la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015⁴¹ para los años 2014 y 2015, se ha considerado como puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre:

- En 2014, los que se consideraron en el cálculo de la retribución 2014 recogida en la Orden IET/2736/2015. Esto implica que se tenga aplicar correcciones a los incrementos medios del año 2015 aplicando las siguientes ajustes:

⁴¹ Relativo a realizar “las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014”

Cuadro V.3. Correcciones a la Variación del Número Medio Puntos de Suministro (PS) en 2014 utilizados el año pasado

Nota: En el año 2015 su funcionamiento es al revés que en 2014 (valor reflejado), es decir, se minorará la variación de PS en municipios con gas desde hace 6 años o más, y se incrementa en los municipios de reciente gasificación	Para conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más ($\Delta CImgrc < 4b$)	Para conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos ($\Delta CImgrc < 4b$)
Naturgas Energía Distribución, S.A.	0,0	0,0
Gas Directo, S.A.	0,0	0,0
Redexis Gas, S.A.	493,5	-493,5
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	0,0	0,0
Tolosa Gas, S.A.	0,0	0,0
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	396,5	-396,5
Gas Natural Andalucía, S.A.	106,5	-106,5
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	178,5	-178,5
Gas Natural Castilla y León, S.A.	32,0	-32,0
CEGAS, S.A.	823,0	-823,0
Gas Galicia SDG, S.A.	352,5	-352,5
Redexis Gas Murcia, S.A.	46,5	-46,5
Gas Navarra, S.A.	52,0	-52,0
Gas Natural Rioja, S.A.	24,5	-24,5
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,0	0,0
Madrileña Red de Gas, S.A.	0,0	0,0
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	640,5	-640,5
Gas Natural Aragón		
Gas Natural Redes		
TOTAL	3.146	-3.146

Fuente: Elaboración Propia

- En 2015, la información real proveniente del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) relativa a los municipios que, según las empresas, iniciaron los suministros de gas en 2014 y 2015.
- En 2016 y 2017, los puntos de suministro que prevén alcanzar las empresas distribuidoras a finales de cada año en los municipios de reciente gasificación de acuerdo con la información facilitada para la realización de esta propuesta.

En cualquier caso, y a semejanza con la retribución del año 2014, se considera que la retribución 2015 de la actividad de distribución debería declararse provisional, en tanto en cuanto no se definan los municipios de gasificación reciente y los puntos de suministro existentes a 31 de diciembre en los mismos.

3. Extracoste de gases manufacturados de origen distinto al gas natural

Según el Artículo 59.3 de la Ley 18/2014, la Disposición Transitoria Vigésima de la Ley 34/1998, el artículo 24 de la Orden ITC/3993/2006, la Disposición Adicional Cuarta de la Orden ITC/3861/2007 y el artículo 14.1 de la Orden IET/2812/2014, a las empresas distribuidoras que se encuentran suministrando gas manufacturado canalizado – en particular, aire propanado – en los territorios insulares de Baleares y Canarias (Redexis Gas, S.A. y Gasificadora Regional Canaria S.A.) les correspondería recibir una retribución adicional en concepto de extracoste por sus compras de propano hasta la finalización y puesta en servicio de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural.

En el cuadro adjunto se recogen, el extracoste real hasta el año 2015 y las mejores previsiones para el año 2016 y 2017 obtenidas a partir de la información presentada por las empresas⁴². Para determinar las previsiones de 2016 y 2017, se ha proyectado el extracoste real auditado hasta mitad 2016 al año completo 2016 y se ha aplicado el mismo extracoste unitario del año 2016 a la previsión de demanda de 2017.

Cuadro V.4. Evolución y previsión del Extracoste de GLP

		2.014	2.015	ene-sep 2016	2.016	2.017
		Real	Real	Real	previsión	previsión
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.						
Compras propano	(kg)	752.613	1.607.937	1.687.313		
	(MWh)	10.506	22.447	23.555	32.223	51.883
Extracoste	(€)	324.362,24	292.945,05	1.793,94	2.454,09	3.951,41
Extracoste unitario	(€/MWh)	30,872545	13,050638	0,076160	0,076160	0,076160
Redexis Gas, S.A.						
Compras propano	(kg)	471.588	570.120	319.000		
	(MWh)	6.536	7.901	4.421	7.901	7.901
Extracoste	(€)	253.589,85	56.633,93	-1.711,81	-3.059,36	-3.059,36
Extracoste unitario	(€/MWh)	38,801335	7,167834	-0,387206	-0,387206	-0,387206

Fuente: Informes Auditorias de KPMG y EY, y Elaboración Propia

4. Cálculo de la retribución de distribución de la actividad

En los cuadros Cuadro V.5, Cuadro V.6 y

Cuadro V.7 se recoge la retribución por empresa de los años 2014, 2015 y 2016, respectivamente, en aplicación del nuevo modelo retributivo

Señalar que en 2015 se produjo una compra-venta de activos de distribución entre Redexis Gas y Naturgas, que implica la corrección de la retribución de ambas empresas teniendo en cuenta esta operación (ver la caracterización del mercado de las distribuidoras en el Cuadro V.8 y el cálculo de ajustes en el Cuadro V.9).

⁴² Valores auditados de las cantidades de propano adquiridas y su coste para el año 2014 y los 6 primeros meses de 2015; y previsiones de demanda para 2015 y 2016 suministrada con gas manufacturado canalizado

Cuadro V.5. Determinación Retribución 2015 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

Empresa	Actividades Reguladas 2017										Propuesta CNMC	Valores a O.IET/2736/2015 Retribución Año 2016		Diferencias	
	Regasificación	Transporte	Almacenamiento Subterráneo	Gestión Técnica del Sistema	Operación Mercado Organizado de Gas	Hibernación Planta Regasificación El Musel	Hibernación AASS CASTOR	Laudo de Paris	Distribución			Total	€	%	
									Desvíos 2015-2016	Año 2017					
ENAGAS GTS				23.966.250,00							23.966.250,00	23.966.250,00	0,00	0,0%	
MIBGAS					2.980.000,00						2.980.000,00	2.980.000,00	0,00	0,0%	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	214.326.329,01	666.760.807,15	88.462.994,12			23.605.524,58	15.718.229,00				1.008.873.883,86	1.063.436.587,85	-54.562.703,99	-5,1%	
ENAGAS TRANSPORTE NORTE, S.A.		26.938.796,42									26.938.796,42	28.691.636,13	-1.752.839,71	-6,1%	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	69.221.074,29	504.947,98									69.726.022,27	90.661.558,14	-20.935.535,87	-23,1%	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	43.672.148,00	7.792.003,28									51.464.151,28	54.702.827,10	-3.238.675,82	-5,9%	
Bahía Bizkaia Gas, S.L	48.572.063,77										48.572.063,77	50.484.781,79	-1.912.718,02	-3,8%	
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.			5.278.020,54								5.278.020,54	8.415.281,27	-3.137.260,73		
Gas Natural Transporte SDG, S.L.		6.934.243,70									6.934.243,70	11.155.662,85	-4.221.419,15	-37,8%	
Gas Extremadura Transporte, S.L.		6.756.364,11									6.756.364,11	7.209.694,63	-453.330,52	-6,3%	
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.		32.571.368,52									32.571.368,52	31.038.605,98	1.532.762,54	4,9%	
Redexis Gas, S.A.		25.843.036,05									103.912.206,80	101.717.775,33	2.194.431,47	2,2%	
Redexis Gas Murcia, S.A.		1.840.410,55									15.649.594,31	17.362.942,65	-1.713.348,34	-9,9%	
Naturgas Energía Distribución, S.A.											167.201.602,15	163.337.567,00	3.864.035,15	2,4%	
Tolosa Gas, S.A											774.188,87	681.972,00	92.216,87	13,5%	
D.C. de Gas Extremadura, S.A.											11.814.643,07	12.752.407,00	-937.763,93	-7,4%	
Gas Directo, S.A.											89.467,40	1.673.529,00	-1.584.061,60	-94,7%	
Gas Natural Distribución SDG, S.A.		18.173.755,18									336.854.892,79	439.185.114,38	-102.330.221,59	-23,3%	
Gas Natural Andalucía, S.A.		3.737.777,43									62.125.685,06	68.946.227,46	-6.820.542,40	-9,9%	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.		4.146.042,92									44.958.980,19	43.578.469,73	1.380.510,46	3,2%	
Gas Natural Castilla y León, S.A.											73.311.507,30	71.063.458,00	2.248.049,30	3,2%	
CEGAS, S.A.		3.447.632,02									118.782.972,72	124.225.380,32	-5.442.407,60	-4,4%	
Gas Galicia SDG, S.A.											35.215.461,01	37.907.548,00	-2.692.086,99	-7,1%	
Gas Navarra, S.A.		1.305.019,95									31.125.013,98	26.221.678,59	4.903.335,39	18,7%	
Gas Natural Rioja, S.A.											14.050.259,74	13.205.687,00	844.572,74	6,4%	
Gasificadora Regional Canaria, S.A.											591.725,72	161.452,00	430.273,72	266,5%	
Madriena Red de Gas, S.A.											129.390.519,81	139.479.097,00	-10.088.577,19	-7,2%	
Gas Natural Madrid SDG, S.A.											204.202.277,15	135.221.719,00	68.980.558,15	51,0%	
Gas Natural Aragón											2.402.535,01		2.402.535,01		
Gas Natural Redes											6.222.265,41		6.222.265,41		
SAGANE								33.938.270,74			33.938.270,74	36.298.812,22	-2.360.541,48	-	
ESCAL UGS, S.L.												4.561.868,37	-4.561.868,37		
Cesionario Dcho Cobro Hibernación Castor								80.664.720,00			80.664.720,00	80.664.720,00	0,00	-	
	375.791.615,07	806.752.205,26	93.741.014,66	23.966.250,00	2.980.000,00	23.605.524,58	96.382.949,00	33.938.270,74	-70.607.570,96	1.370.789.695,36	2.757.339.953,70	2.890.990.310,79	-133.650.357,09	-4,6%	

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro V.6. Determinación Retribución 2016 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

Retribución Año 2015 Provisional sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro (PS) a 31/dic conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2016	
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{msc} _{-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{msc} _{-5a})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar y PS a P<4bar y Cons<50MWh/año	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{msc} _{-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{msc} _{-5a})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar			
						50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh			
Naturgas Energía Distribución, S.A.			Ver cálculo en los cuadros de detalles realizados por la operación C-V de activos entre Naturgas Energía y Redexis Gas										169.376.679
Gas Directo, S.A.	1.426.171	-2.702	0	-3.700	-24.598	-39.343	-135.075	0	-27.750	-110.690	-49.178		1.103.477
Redexis Gas, S.A.			Ver cálculo en los cuadros de detalles realizados por la operación C-V de activos entre Naturgas Energía y Redexis Gas										79.348.226
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.899.727	1.471	0	-201	4.549	13.627	73.550	0	-1.504	20.472	17.034		12.009.279
Tolosa Gas, S.A.	753.066	51	0	-117	551	0	2.525	0	-880	2.480	0		757.191
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	399.607.532	11.792	3.077	17.315	-70.072	-4.326.599	589.600	215.355	129.859	-315.323	-5.408.249		394.818.775
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.339.958	1.615	722	-2.004	20.876	-55.368	80.725	50.505	-15.030	93.944	-69.211		62.480.891
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	40.152.393	5.171	1.450	30.881	85.547	369.234	258.550	101.465	231.611	384.960	461.543		41.590.522
Gas Natural Castilla y León, S.A.	74.505.475	3.667	1.445	51.950	211.053	28.452	183.350	101.150	389.622	949.739	35.565		76.164.900
CEGAS, S.A.	118.162.579	-98	4.129	-3.299	24.185	283.280	-4.900	289.030	-24.741	108.833	354.100		118.884.901
Gas Galicia SDG, S.A.	36.046.111	4.051	4.003	12.741	54.884	62.278	202.525	280.210	95.557	246.980	77.848		36.949.231
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.252.011	3.483	167	1.205	3.871	6.751	174.125	11.655	9.038	17.419	8.439		15.472.687
Gas Navarra, S.A.	26.881.866	1.059	1.483	12.788	90.390	721.732	52.950	103.775	95.908	406.753	902.165		28.443.417
Gas Natural Rioja, S.A.	13.759.681	1.096	499	7.186	46.356	41.587	54.775	34.930	53.895	208.601	51.984		14.163.866
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	437.360	23	0	2	5.527	0	1.150	0	18	24.872	0	2.454	465.854
Madriñeña Red de Gas, S.A.	135.930.537	4.901	1.210	11.042	98.457	21.088	245.025	84.665	82.815	443.055	26.360		136.812.456
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	165.189.975	9.358	1.834	77.315	590.859	69.563	467.875	128.380	579.860	2.658.866	86.954		169.111.911
Gas Natural Aragón	12.476	793	0	1.468	6.404	848.116	39.625	0	11.007	28.817	1.060.146		1.152.070
Gas Natural Redes	-687	24	0	0	40.409	2.300.223	1.175	0	0	181.841	2.875.278		3.057.607
TOTAL	1.349.304.254	66.830	23.252	246.667	1.270.973	257.443	3.341.500	1.627.605	1.850.002	5.719.380	321.803	-605	1.362.163.938

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro V.7. Determinación Retribución 2017 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

Retribución Año 2016 Provisional sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro (PS) a 31/dic conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2017	
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mgc} _{<4b})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mgc} _{<4b})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar P<4bar y Cons<50MWh/año	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mgc} _{<4b})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mgc} _{<4b})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar			
						50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh			
Ver calculo en los cuadro de detalles realizados por la operación C-V de activos entre Naturgas Energía y Redexis Gas												171.636.381	
Naturgas Energía Distribución, S.A.													
Gas Directo, S.A.	1.103.477	-2.950	0	0	0	0	-147.500	0	0	0	0	955.977	
Ver calculo en los cuadro de detalles realizados por la operación C-V de activos entre Naturgas Energía y Redexis Gas												78.508.168	
Redexis Gas, S.A.													
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.009.279	1.550	0	4.638	-6.353	9.186	77.475	0	34.787	-28.587	11.483	12.104.436	
Tolosa Gas, S.A.	757.191	31	0	172	717	0	1.550	0	1.288	3.228	0	763.257	
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	394.818.775	15.013	2.773	258.784	-157.010	234.165	750.625	194.075	1.940.878	-706.543	292.706	397.290.515	
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.480.891	3.766	966	23.185	-31.430	36.093	188.300	67.585	173.884	-141.437	45.116	62.814.339	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.590.522	39	4.379	45.919	-30.263	28.724	1.925	306.495	344.389	-136.185	35.905	42.143.052	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.164.900	3.937	2.598	85.288	-107.386	7.303	196.850	181.860	639.658	-483.236	9.128	76.709.160	
CEGAS, S.A.	118.884.901	3.498	3.923	44.442	-31.141	143.775	174.900	274.610	333.317	-140.133	179.718	119.707.314	
Gas Galicia SDG, S.A.	36.949.231	2.271	5.277	28.626	-29.002	4.507	113.550	369.355	214.693	-130.511	5.633	37.521.952	
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.472.687	7.188	834	39.517	-395.102	29.773	359.400	58.380	296.381	-1.777.959	37.216	14.446.104	
Gas Navarra, S.A.	28.443.417	429	1.525	27.184	-50.453	33.582	21.425	106.750	203.880	-227.036	41.977	28.590.413	
Gas Natural Rioja, S.A.	14.163.866	945	443	14.718	-18.854	2.786	47.225	31.010	110.385	-84.841	3.483	14.271.127	
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	463.400	10	0	16	-48.067	0	475	0	123	-216.302	0	251.648	
Madrialeña Red de Gas, S.A.	136.812.456	2.904	1.781	151.528	85.390	-4.317	145.175	124.670	1.136.463	384.255	-5.396	138.597.623	
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	169.111.911	12.445	2.617	131.657	-189.825	19.487	622.250	183.155	987.430	-854.212	24.359	170.074.893	
Gas Natural Aragón	1.152.070	818	0	460	-412	34.738	40.900	0	3.450	-1.853	43.423	1.237.990	
Gas Natural Redes	3.057.607	24	0	0	-2.520	94.301	1.200	0	0	-11.338	117.876	3.165.345	
TOTAL	1.362.164.544	77.791	32.867	1.157.796	-1.625.913	853.728	3.889.550	2.300.690	8.683.470	-7.316.610	1.067.160	892	1.370.789.695

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro V.8. Nº Puntos de Suministro y Demanda para el cálculo de la Retribución 2015, 2016 y 2017 de Redexis Gas y Naturgas por la operación de compra venta

	Nº Clientes Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) a 31 de diciembre en Municipios regasificados (mg)	Nº Clientes Peaje 3.5 (y asimilados) a 31 de diciembre en Municipios regasificados (mg)	Nº Clientes Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) a 31 de diciembre en Municipios reciente gasificación (mrg)	Nº Clientes Peaje 3.5 (y asimilados) a 31 de diciembre en Municipios reciente gasificación (mrg)	TOTAL CLIENTES < 4bar	Nº Clientes Peajes Grupo 2 (y asimilados) a 31 de diciembre	Nº Clientes Peajes Grupo 1 (y asimilados) a 31 de diciembre	Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año	Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año	Demanda P<4bar y Cons>8.000MWh/año (peaje3.5)	Demanda en Redes de P ≤ 4 bar (MWh)	Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar	Demanda en Redes de P mayor 60 bar
Ejercicio 2013													
Activos Remanentes en Naturgas	899.733,00	45,00	0,00	0,00	899.778,00	703,00	6,00	4.728.684,82	3.027.610,99	656.460,10	8.412.755,90	17.578.046,00	2.746.578,02
Activos Traspasados en Operación CV 1 junio 2015	23.131,00	1,00			23.132,00	13,00		137.980,80	37.560,18	8.081,89	183.622,86	79.832,36	
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015					0,00						0,00		
Activos Traspasados en Operación CV 30 junio 2015	920,00				920,00	9,00		8.769,94	15.586,52	0,00	24.356,46	539.083,97	
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015					0,00						0,00		
Naturgas Energía Distribución, S.A.	923.784,00	46,00			923.830,00	725,00	6,00	4.875.435,55	3.080.757,68	664.541,99	8.620.735,22	18.196.962,33	2.746.578,02
Antigua Redexis Gas, S.A.	379.271,00		0,00		379.271,00	127,00	1,00	4.075.626,92	542.338,76	4.617.965,69	4.876.935,75	4.876.935,75	461.553,63
Ejercicio 2014													
Activos Remanentes en Naturgas	908.950,00	26,00	3,00	0,00	908.979,00	679,00	4,00	4.029.768,54	2.867.249,66	470.453,83	7.367.472,02	16.549.435,86	2.002.829,59
Activos Traspasados en Operación CV 1 junio 2015	24.019,00	1,00			24.020,00	14,00		117.777,26	42.987,50	7.768,84	168.533,61	73.776,89	
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015					0,00	0,00					0,00		
Activos Traspasados en Operación CV 30 junio 2015	1.020,00				1.020,00	9,00		8.006,61	14.939,71	0,00	22.946,32	150.767,46	
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015					0,00						0,00		
Antigua Naturgas Energía Distribución, S.A.	933.989,00	27,00	3,00	0,00	934.019,00	702,00	4,00	4.155.552,41	2.925.176,87	478.222,67	7.558.955,10	16.773.980,21	2.002.829,59
Antigua Redexis Gas, S.A.	389.704,00	26,00	987,00	0,00	390.717,00	139,00	1,00	1.965.996,71	1.760.133,81	426.095,13	4.152.225,65	4.081.597,78	405.759,41
Ejercicio 2015													
Antigua Naturgas Energía Distribución, S.A. (A)	942.488,00	25,00	240,00	0,00	942.753,00	702,00	4,00	4.467.181,92	3.164.560,32	449.905,07	8.081.647,32	17.081.591,09	1.899.714,48
Activos Traspasados en Operación CV 1 junio 2015 (B)	24.169,00	0,00			24.169,00	14,00		129.299,62	47.744,09	0,00	177.043,71	78.533,12	
Facturado por Naturgas								76.862,286	27.570,244		104.432,53	32.336,312	
Facturado por Redexis								52.437,34	20.173,85		72.611,18	46.196,80	
Activos Traspasados en Operación CV 30 junio 2015 (C)	1.048,00				1.048,00	10,00		8.846,51	13.852,66	0,00	22.699,18	268.793,70	
Facturado por Naturgas								5.471,780	6.269,598		11.741,38	112.951,836	
Facturado por Redexis								3.374,73	7.583,07		10.957,80	155.841,87	
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015 (D)	541,00				541,00	0,00		12.107,35	4.417,52		16.524,87		
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015 (E)	24,00				24,00			828,37	1.281,71	0,00	2.110,09		
Activos Remanentes en Naturgas (F)=(A)-(B)-(C)-(D)-(E)	916.706,00	25,00	240,00	0,00	916.971,00	678,00	4,00	4.316.100,07	3.097.264,33	449.905,07	7.863.269,47	16.734.264,28	1.899.714,48
Facturaciones en Redes de Naturgas								4.316.197,06	3.093.006,50	449.905,07	7.859.108,64	16.702.711,37	1.899.714,48
Refact. en Activos Traspasados que asume Naturgas								-96,997	4.257,832		4.160,84	31.552,903	
Antigua Redexis Gas, S.A. (G)	402.897,00	27,00	2.573,00	0,00	405.497,00	139,00	1,00	2.052.642,58	1.999.521,98	458.217,62	4.510.382,18	4.053.363,22	353.679,63
Nueva Redexis Gas, S.A. (H)=(G)+(B)+(C)+(D)+(E)	428.679,00	27,00	2.573,00	0,00	431.279,00	163,00	1,00	2.203.724,44	2.066.817,97	458.217,62	4.728.760,03	4.400.690,04	353.679,63
Ejercicio 2016													
Naturgas	922.728,00	31,00	305,00	0,00	923.064,00	677,00	4,00	4.370.654,12	3.086.926,63	498.106,76	7.955.687,51	16.201.002,08	1.845.002,72
Redexis Gas, S.A.	443.123,00	28,00	7.156,00	0,00	450.307,00	163,00	1,00	2.521.246,30	2.205.257,30	442.195,57	5.168.699,18	4.351.166,74	422.041,67
Ejercicio 2017													
Naturgas	930.799,00	31,00	574,00	0,00	931.404,00	678,00	4,00	4.649.835,32	3.040.253,24	503.420,57	8.193.509,13	16.798.834,64	1.863.452,75
Redexis Gas, S.A.	466.339,00	30,00	13.746,00	0,00	480.115,00	163,00	1,00	2.761.703,51	2.502.786,73	534.432,99	5.798.923,23	4.409.002,10	422.041,67

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro V.9. Cálculo de la Retribución 2015, 2016 y 2017 de Redexis Gas y Naturgas por la operación de compra venta

	Reparto Retribución 2015											Total Retribución Año 2015		
	Total Retribución Año 2014	Δ Nº Medio Puntos de Suministro (PS) a 31/dic conectados a P<4bar en				Δ Demanda en			Variación de Retribución por					
		en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{TMPS<4b>})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{TMPS<4b>})	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{TMPS<4b>})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{TMPS<4b>})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar P<4bar y Cons<50MWh/año	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{TMPS<4b>})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{TMPS<4b>})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año		Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar
								50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh		
Antigua Naturgas Energía Distribución, S.A. (A)	169.444.210,93	9.352,00	120,00	0,00	0,00	311.629,52	239.383,45	279.293,29	467.600,00	8.400,00	2.337.221,39	1.077.225,54	349.116,61	173.683.774,47
Activos Traspasados en Operación CV 1 junio 2015 (B)	3.525.184,77	519,00	0,00			11.522,36	4.756,59	-3.012,62	25.950,00	0,00	86.417,72	21.404,65	-3.765,77	3.655.191,37
Activos Traspasados en Operación CV 30 junio 2015 (C)	629.917,76	64,00	0,00			839,90	-1.087,05	118.026,25	3.200,00	0,00	6.299,27	-4.891,71	147.532,81	782.058,13
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015 (D)	0,00	270,50	0,00			12.107,35	4.417,52	0,00	13.525,00	0,00	90.805,13	19.878,84	0,00	124.208,97
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015 (E)	0,00	12,00	0,00			828,37	1.281,71	0,00	600,00	0,00	6.212,78	5.767,72	0,00	12.580,50
Activos Remanentes en Naturgas (F)=(A)-(B)-(C)-(D)-(E)	165.289.108,39	8.486,50	120,00	0,00	0,00	286.331,53	230.014,68	164.279,65	424.325,00	8.400,00	2.147.486,49	1.035.066,04	205.349,57	169.109.735,49
Antigua Redexis Gas, S.A. (G)	70.841.724,27	11.813,00	1.286,50	493,50	-493,50	86.645,87	239.388,17	3.887,94	565.975,00	124.600,00	649.844,01	1.077.246,77	4.859,92	73.264.249,97
Nueva Redexis Gas, S.A. (H)=(G)+(B)+(C)+(D)+(E)	74.996.826,80	12.678,50	1.286,50	493,50	-493,50	111.943,86	248.756,95	118.901,57	609.250,00	124.600,00	839.578,91	1.119.406,28	148.626,96	77.838.288,95

	Retribución 2015	
	Correspondiente a Naturgas Distribución	Correspondiente a Redexis Gas
Activos Traspasados en Operación CV 1 junio 2015 (B)	1.512.147,66	2.143.043,71
Activos Traspasados en Operación CV 30 junio 2015 (C)	387.815,13	394.243,00
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015 (D)		124.208,97
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015 (E)		12.580,50
Activos Remanentes en Naturgas (F)=(A)-(B)-(C)-(D)-(E)	169.109.735,49	
Antigua Redexis Gas, S.A. (G)		73.264.249,97
Extracoste GLP de Redexis Gas, S.A.		56.633,93
Total	171.009.698,28	75.938.326,15

Cuadro V.9. Cálculo de la Retribución 2015, 2016 y 2017 de Redexis Gas y Naturgas por la operación de compra venta (cont)

Pta Retribución 2016														Total Retribución Año 2016	
Total Retribución Año 2015	Δ Nº Medio Puntos de Suministro (PS) a 31/dic conectados a P<4bar en		Correcciones CNMC a la Δ Nº Medio Puntos de Suministro (PS) en 2014 utilizados el año pasado		Δ Demanda en			Variación de Retribución por							
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mrgc} _{-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrgc} _{-5a})	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mrgc} _{-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrgc} _{-5a})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar P<4bar y Cons<50MWh/año	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mrgc} _{-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrgc} _{-5a})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar	Extracoste GLP		
								50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh			
Activos Remanentes en Naturgas (F)=(A)-(B)-(C)-(D)-(E)	169.109.735,49	6.889,00	151,00	0,00	0,00	4.705,87	-6.595,12	-74.954,33	344.450,00	10.570,00	35.293,99	-29.678,03	-93.692,92	169.376.678,53	
Nueva Redexis Gas, S.A. (H)=(G)+(B)+(C)+(D)+(E)	77.838.288,95	14.190,00	3.084,50	0,00	0,00	27.389,62	88.319,78	-12.223,58	709.500,00	215.915,00	205.422,17	397.439,00	-15.279,47	-3.059,36	79.348.226,29
Pta Retribución 2017														Total Retribución Año 2016	
Total Retribución Año 2015	Δ Nº Medio Puntos de Suministro (PS) a 31/dic conectados a P<4bar en		Correcciones CNMC a la Δ Nº Medio Puntos de Suministro (PS) en 2014 utilizados el año pasado		Δ Demanda en			Variación de Retribución por							
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mrgc} _{-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrgc} _{-5a})	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mrgc} _{-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrgc} _{-5a})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar P<4bar y Cons<50MWh/año	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mrgc} _{-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrgc} _{-5a})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar	Extracoste GLP		
								50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh			
Activos Remanentes en Naturgas (F)=(A)-(B)-(C)-(D)-(E)	169.376.678,53	7.046,50	167,00	0,00	0,00	162.070,92	114.276,69	132.728,69	352.325,00	11.690,00	1.215.531,90	514.245,09	165.910,87	171.636.381,39	
Nueva Redexis Gas, S.A. (H)=(G)+(B)+(C)+(D)+(E)	79.351.285,65	18.830,00	5.586,50	0,00	0,00	139.590,78	-728.481,04	46.896,32	941.500,00	391.055,00	1.046.930,87	-3.278.164,68	58.620,40	-3.059,36	78.508.167,88

Fuente: Elaboración Propia

Determinadas las retribuciones de 2015 y 2016 con los datos más actualizados de gas suministrado y puntos de suministro, se calcula la diferencia con las retribuciones calculadas anteriormente para dichos años

Cuadro V.10. Determinación de los ajustes a realizar en la Retribución 2015 y 2016 por Empresa

En Euros	Nueva Retribución Provisional Año 2016	Anterior Retribución Provisional Año 2016	Ajuste Retribución de 2016	Retribución Definitiva Año 2015	Anterior Retribución Provisional Año 2015	Ajuste Retribución de 2015
Naturgas Energía Distribución, S.A.	169.376.679	171.724.877	-2.348.198	171.009.698	173.096.279	-2.086.581
Gas Directo, S.A.	1.103.477	1.597.992	-494.515	1.426.171	1.562.181	-136.010
Redexis Gas, S.A.	79.348.226	80.037.546	-689.320	75.938.326	75.688.004	250.323
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.009.279	12.299.072	-289.793	11.899.727	12.135.711	-235.984
Tolosa Gas, S.A	757.191	752.374	4.817	753.066	746.950	6.116
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	394.818.775	438.624.955	-43.806.180	399.607.532	434.410.730	-34.803.198
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.480.891	65.157.470	-2.676.579	62.339.958	64.089.810	-1.749.852
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.590.522	41.990.573	-400.051	40.152.393	41.082.455	-930.063
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.164.900	77.468.741	-1.303.841	74.505.475	76.599.286	-2.093.811
CEGAS, S.A.	118.884.901	121.645.968	-2.761.067	118.162.579	119.773.485	-1.610.906
Gas Galicia SDG, S.A.	36.949.231	38.161.997	-1.212.766	36.046.111	37.139.837	-1.093.725
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.472.687	15.798.407	-325.720	15.252.011	15.563.211	-311.200
Gas Navarra, S.A.	28.443.417	27.151.932	1.291.485	26.881.866	26.943.770	-61.904
Gas Natural Rioja,S.A.	14.163.866	14.196.133	-32.267	13.759.681	13.948.282	-188.601
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	465.854	430.125	35.729	730.305	425.956	304.349
Madridiña Red de Gas, S.A.	136.812.456	141.429.434	-4.616.978	135.930.537	140.520.663	-4.590.126
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	169.111.911	150.611.853	18.500.058	165.189.975	149.562.649	15.627.326
Gas Natural Aragón	1.152.070	0	1.152.070	12.476	0	12.476
Gas Natural Redes	3.057.607	0	3.057.607	-687	0	-687
TOTAL	1.362.163.938	1.399.079.449	-36.915.511	1.349.597.199	1.383.289.259	-33.692.060

Fuente: Elaboración Propia

Determinados los valores anteriores, las retribuciones a publicar en BOE serían:

Cuadro V.11. Retribución a la actividad de distribución a publicar en BOE

En €	Retribución Provisional Año 2017	Ajuste Retribución de 2016	Ajuste Retribución de 2015	Propuesta Retribución CNMC
Naturgas Energía Distribución, S.A.	171.636.381,39	-2.348.198	-2.086.581	167.201.602
Gas Directo, S.A.	955.977,04	-494.515	-136.010	325.452
Redexis Gas, S.A.	78.508.167,88	-689.320	250.323	78.069.171
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.104.436,36	-289.793	-235.984	11.578.659
Tolosa Gas, S.A	763.256,59	4.817	6.116	774.189
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	397.290.515,40	-43.806.180	-34.803.198	318.681.138
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.814.339,13	-2.676.579	-1.749.852	58.387.908
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	42.143.051,63	-400.051	-930.063	40.812.937
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.709.159,55	-1.303.841	-2.093.811	73.311.507
CEGAS, S.A.	119.707.313,58	-2.761.067	-1.610.906	115.335.341
Gas Galicia SDG, S.A.	37.521.952,17	-1.212.766	-1.093.725	35.215.461
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.446.104,49	-325.720	-311.200	13.809.184
Gas Navarra, S.A.	28.590.412,93	1.291.485	-61.904	29.819.994
Gas Natural Rioja,S.A.	14.271.127,41	-32.267	-188.601	14.050.260
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	251.647,93	35.729	304.349	591.726
Madridiña Red de Gas, S.A.	138.597.623,46	-4.616.978	-4.590.126	129.390.520
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	170.074.893,13	18.500.058	15.627.326	204.202.277
Gas Natural Aragón	1.237.989,97	1.152.070	12.476	2.402.535
Gas Natural Redes	3.165.345,33	3.057.607	-687	6.222.265
TOTAL	1.370.789.695	-36.915.511	-33.692.060	1.300.182.124

Fuente: Elaboración Propia

5. Coste de la actividad de Suministro a Tarifa de gases manufacturados

El Artículo 22 del Real Decreto 949/2001, estableció que las empresas distribuidoras tenían derecho al reconocimiento de una retribución por la actividad de suministro de gas a tarifa. Dicha retribución satisface los costes en los que, de acuerdo con el Artículo 21 de la Orden 3993/2006⁴³, incurren los distribuidores necesarios para atender a los consumidores a tarifa (los costes propios de suministro, las mermas de gas en las redes de distribución para atender estos suministros y el coste del capital circulante derivado de la financiación entre el pago y el cobro de la materia prima) excluidos los costes correspondientes a los equipos de medida, a las acometidas, a las inspecciones y cualquier otro no estrictamente necesario para el suministro a tarifa.

La Ley 12/2007, por medio de la Disposición Transitoria Cuarta, estableció que a partir del 1 de julio de 2008 la actividad de suministro a tarifa dejaría de estar vigente. No obstante, la citada Ley 12/2007, a través de la modificación del actual artículo 60⁴⁴ de la Ley 34/1998, sobre Funcionamiento del sistema gasista, y la inclusión de la Disposición Transitoria Vigésima⁴⁵ de la Ley 34/1998, sobre el Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares, reconoce el derecho de las empresas distribuidoras en los territorios insulares y extra-peninsulares al cobro de una retribución por el ejercicio de la actividad de suministro mientras exista el suministro mediante gases manufacturados en dichos territorios.

Por su parte, la Ley 18/2014, en su artículo 59.4, incluye entre los costes a financiar mediante los ingresos del sistema gasista a la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras en los territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación.

⁴³ Descripción recogida también en las Órdenes Ministeriales sobre aspectos retributivos del sistema gasista publicadas tras el Real Decreto 949/2001.

⁴⁴ El nuevo redactado dado por la Ley 12/207 indica en su apartado cuarto que “Las actividades para el suministro de gas natural que se desarrollen en los territorios insulares y extra-peninsulares serán objeto de una regulación reglamentaria singular, previo acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas y atenderá a las especificidades derivadas de su situación territorial”.

⁴⁵ La Disposición indica que “hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras propietarias de las instalaciones para la distribución de gases combustibles en el citado ámbito territorial, podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización con el régimen establecido en la presente disposición transitoria.

[...]

Durante dicho periodo transitorio en el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por transportistas y distribuidores, se tomará en consideración la retribución que corresponda a las citadas empresas por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado”

La previsión de coste por la actividad de suministro a tarifa para 2017 se estima en 100.000 €, manteniendo así, el criterio adoptado por el MINETUR en presupuestos anteriores.

6. Retribución específica de las instalaciones de distribución

La regulación del sector (Artículo 20.4 del Real Decreto 949/2001) prevé para la actividad de distribución, una retribución específica, con carácter limitado en el tiempo, para aquellas instalaciones que permitan la gasificación de nuevos núcleos de población de forma que haga viables las inversiones.

Este mecanismo complementa a los dos mecanismos retributivos principales previstos en el sector gasista para las actividades de transporte y de distribución, permitiendo que el régimen económico se aproxime a la realidad física de las instalaciones.

Normativamente, el importe máximo para este tipo de actuaciones es de 23.000.000 € por convocatoria, cantidad que puede verse minorada por la retribución reconocida a instalaciones de transporte secundario (RTS) calculada, según la Orden ITC/3354/2010, como la retribución a cuenta correspondiente (anualidad completa del año siguiente al de la puesta en marcha) a las nuevas instalaciones de transporte secundario puestas en marcha en el año n-1, más la retribución de aquellas otras instalaciones de transporte secundario puestas en servicio en años anteriores que no se hubiesen deducido en convocatorias anteriores.

Actualmente están abiertos los procesos para la asignación de retribución específica para las instalaciones cuya construcción se inició en los años 2010 y 2011 (Orden ITC/3520/2009), y para las instalaciones cuya construcción se inició en los años 2011 y 2012 (Orden ITC/3354/2010). Aunque, a día de hoy, no hay una propuesta de Resolución que asigne dicha retribución, esta Comisión considera que el importe máximo de 23.000.000 € de cada convocatoria se verá reducido por la retribución de las instalaciones de transporte secundario puestas en marcha en años anteriores:

- Por una cifra de 6.873.505,55 € en el caso de las instalaciones de la convocatoria de la Orden ITC/3520/2009
- Por una cifra de 3.670.103,17 € en el caso de las instalaciones de la convocatoria de la Orden ITC/3354/2010

No obstante, visto el tiempo transcurrido desde su publicación, se considera conveniente dejar sin efecto ambas convocatorias del modo oportuno. A este respecto, indicar que la Orden IET/849/2012 suprimió la convocatoria prevista por la Orden IET/3587/2011, y que, además, estableció un proceso para establecer qué proyectos mantenían los derechos de cobro, y cuáles no, de todos aquellos que superaron el plazo de finalización de construcción y no habían solicitado el pago de la retribución. De hecho, como resultado del mismo, con fecha 9 de septiembre de 2013, la DGPEM dictó Resolución por la que se

establecía la caducidad de proyectos contenidos en las convocatorias anteriores a la Orden ITC/3520/2009 con una Retribución Específica asociada de 29.850.803 € pendiente de cobro, por considerar que habían superado el plazo para la finalización de la construcción del proyecto.

De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, y teniendo en cuenta la consideración anterior, el importe de retribución específica asignado en convocatorias anteriores pendiente de pago asciende a 11.011.581 € a repartir entre 30 proyectos, si bien, de acuerdo con el histórico de pagos anuales de este concepto, se considera que durante 2017 se abonará una cifra similar a la efectivamente pagadas en 2015 y 2016 (5.274.617 € y 5.996.930 €, respectivamente), por lo que se presupuesta pagos por un importe de 5.600.000 €.

En el ANEXO III se recoge información detallada de las cantidades asignadas, pagadas y pendientes de pago por empresa, el estado de los proyectos con retribución específica y los proyectos con retribución específica caducada. A continuación se muestra una tabla resumen relativa al estado de las cantidades relativas a proyectos asignados:

Cuadro V.12. Cuadro resumen de las magnitudes económicas básicas de la retribución específica de las instalaciones de distribución

CANTIDADES POR PROYECTOS DE RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA ASIGNADOS (€)	
Total asignadas	123.526.055
Efectivamente pagadas	71.918.972
Pendientes de pago	11.011.581
NO incurridas por:	40.595.503
<i>Minoración</i>	<i>5.697.908</i>
<i>Denegación</i>	<i>4.458.793</i>
<i>Desistimiento</i>	<i>588.000</i>
<i>Caducidad</i>	<i>29.850.803</i>

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO VI. OTROS COSTES REGULADOS DEL SISTEMA GASISTA A PRESUPUESTAR

ANEXO VI. OTROS COSTES REGULADOS DEL SISTEMA GASISTA A PRESUPUESTAR

1. Retribución del Gestor Técnico del Sistema

Con fecha 23 de junio de 2015, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó la *“Propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema”* (INF/DE/015/15), que fue remitida al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en fecha 1 de julio de 2015.

De conformidad con dicha propuesta, la base de retribución a ENAGAS GTS, S.A.U. prevista para el año 2016 sería de 22.825.000 euros, pudiendo variar en +/- 5%, en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema, en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

El Artículo 5 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, estableció una retribución de 23.966.250 € para 2016, con carácter provisional y mientras no se disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2445/2014.

Dado que todavía no se ha aprobado la metodología de retribución, se ha utilizado en la previsión para 2017 la retribución provisional de 23.966.250 € para el Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS GTS, S.A.U.).

2. Retribución del Operador del Mercado Organizado de Gas

El operador del mercado organizado de gas (MIBGAS, S.A.) es la sociedad responsable de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de gas en el mercado organizado de gas natural.

De acuerdo con la redacción dada por la Ley 8/2015⁴⁶, de 21 de mayo, al apartado 3 del Artículo 65.ter de la Ley 38/1998, *“la retribución del operador del mercado organizado de gas será asumida por todos los agentes que operen en dicho mercado en las condiciones que se fijan por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo”*.

Por su parte, la Disposición Transitoria Segunda de la citada Ley 8/2015, sobre financiación del operador del mercado, indicó que la retribución del operador del mercado se incluirán entre los costes del sistema gasista a los que hace referencia el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *“hasta que por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determine que se han*

⁴⁶ Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos

alcanzado las condiciones suficientes de liquidez en el mercado organizado de gas". Durante dicho periodo transitorio la retribución del operador del mercado será fijada por Orden del Ministro.

La Disposición Transitoria Sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, estableció una retribución de 2.980.000 € para 2016, con carácter provisional y mientras no se disponga de la metodología de retribución a la que hacer referencia la Disposición Transitoria Segunda de la Ley 8/2015.

Dado que todavía no se ha aprobado la metodología de retribución, se propone mantener en 2017 la retribución provisional de 2.980.000 € para el operador del mercado organizado de gas (MIBGAS, S.A.).

3. Tasa por la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseoso

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece en su Disposición Adicional Decimocuarta las Tasas, prestaciones patrimoniales e ingresos derivados del ejercicio de las funciones previstas en la citada Ley.

Entre ellas se encuentra la Tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos (Tasa MINETUR/CNMC), definiéndose como hecho imponible la prestación de servicios y realización de actividades por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el sector de los hidrocarburos gaseosos, de conformidad con lo establecido en esta Ley y en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

La base imponible de la citada tasa viene constituida por la facturación total derivada de la aplicación de peajes y cánones a que se refiere el artículo 92 de la Ley 34/1998, y el tipo por el que se multiplicará la base imponible para determinar la cuota tributaria a ingresar en el Tesoro Público será de 0,140 por ciento

Asumiendo que la facturación prevista en 2017 por peajes y cánones sería de 2.729 millones de € se estima recaudar por la tasa 3.820.551,33 €

4. Estimación de la anualidad correspondiente al Laudo del Arbitraje de París

El Capítulo II ("*Sostenibilidad económica del sistema de gas natural*") de la Ley 8/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en su artículo 66, apartado b, reconoce el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado de tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010. El derecho de

cobro generado por el desvío correspondiente a dicho Laudo al que se refiere el artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, es titularidad de SAGANE, sociedad del grupo GAS NATURAL.

La cantidad correspondiente a este recargo asciende a 163.790.000 € a recuperar en un periodo de 5 años a partir del año 2015, con una amortización fija de 32.758.000 € anuales y se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes de mercado, que se aprobará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, la Disposición adicional séptima de la Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016*, reconoce al actual titular del derecho de cobro las siguientes cantidades:

“a) Intereses provisionales de 2015: 1.967.117,90 €. Esta cantidad se liquidará como pago único en la primera liquidación provisional disponible del año 2015.

b) Intereses provisionales de 2016: 1.573.694,32 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único.

c) Amortización de 2016: 32.758.000 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único”.

Cálculo del tipo de interés aplicable

Al no haberse publicado hasta el momento por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo la orden por la que se fijan los tipos de interés definitivos, se ha realizado el cálculo del tipo de interés siguiendo la metodología propuesta en el informe de la CNMC, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14). En éste se propone que, en el cálculo del tipo de interés a reconocer al titular del derecho de cobro, en condiciones equivalentes a las del mercado, se tenga en cuenta exclusivamente el coste de financiación del grupo GAS NATURAL, a un plazo de 5 años, y que el tipo de interés que se reconozca sea fijo.

De este modo, teniendo en cuenta la disponibilidad de datos de cotización de CDS para GAS NATURAL, se considera como coste de financiación la suma de la media de la cotización de los tres meses anteriores a la fecha de devengo de intereses, del IRS y el CDS a un plazo de 5 años.

Así, se ha tomado como tipo de interés de referencia la media de los valores de IRS a 5 años durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2014, puesto que la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016, establece que el interés reconocido al coste como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el 9 de agosto de 2010 se devengará desde el 1 de enero de 2015.

En cuanto al diferencial, éste se ha calculado como la media de los valores de CDS de GAS NATURAL a 5 años durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2014.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro VI.2, según el cual el coste de financiación de la empresa titular del derecho de cobro sería del 1,201%. La CNMC ya remitió este cálculo de tipo de interés en el informe “Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016”, y es el que establece la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, como tipo de interés provisional del derecho de cobro. Este tipo de interés supone un diferencial de 23 puntos básicos con respecto a la media de cotización de octubre, noviembre y diciembre de 2014 del bono español a 5 años.

Cuadro VI.2. Cálculo del coste de financiación

Grupo	IRS 5Y (%) <i>(media oct, nov, dic 2014)</i>	CDS 5Y GAS NATURAL (p.b.) <i>(media oct, nov, dic 2014)</i>	IRS + CDS (%)
Gas Natural	0,427	77,47	1,201%

Fuente: Bloomberg y elaboración propia

Estimación de la anualidad 2017

El cálculo de la anualidad correspondiente al ejercicio 2017 toma como valor de partida del derecho de cobro el importe de 163.790.000 €, reconocido en el apartado b del artículo 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y tiene en cuenta los importes reconocidos en concepto de amortización e intereses en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, y en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre.

De este modo, para el cálculo de la anualidad correspondiente al año 2017, se parte de un importe pendiente de cobro de 98.274.000 € a 31/12/2016. Por otra parte, el tipo de interés aplicado en el cálculo de la anualidad corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, calculado según la metodología descrita en el apartado anterior (1,201%).

Los valores resultantes se detallan en el Cuadro VI.3, según el cual la anualidad correspondiente al año 2017 ascendería a un importe de 33.938.270,74 €.

Cuadro VI.3. Cálculo de la anualidad 2017 correspondiente al Laudo del Arbitraje de GAS NATURAL

Amortización constante de 32.758.000 € anuales y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	1,201%	
Fecha Devengo	01/01/2015	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	163.790.000	31/12/2014

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2015	1,201%	163.790.000	1.967.117,90	32.758.000	34.725.117,90
2016	1,201%	131.032.000	1.573.694,32	32.758.000	34.331.694,32

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	1,201%	98.274.000	1.180.270,74	32.758.000	33.938.270,74

Fuente: Elaboración propia

5. Anualidades para la financiación del desajuste

El Capítulo II (“Sostenibilidad económica del sistema de gas natural”) de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, reconoce a los sujetos del sistema que han financiado desajustes el derecho a cobrar las aportaciones realizadas.

Así, en su artículo 66, apartado a, establece que el déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 que se resulte de la liquidación definitiva de 2014, se recuperará mediante las anualidades correspondientes en los 15 años siguientes y en su artículo 61 establece los desajustes que se produzcan con posterioridad al 31 de diciembre de 2014 que resulten de la liquidación definitiva, se recuperarán mediante las correspondientes anualidades durante los cinco años siguientes. En ambos casos, se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

En los epígrafes siguientes se detalla el procedimiento de cálculo de las anualidades correspondientes al desajuste a 31 de diciembre de 2014, desajuste de 2015 y desajuste de 2016.

Al no haberse publicado hasta el momento por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo la orden por la que se fijan los tipos de interés definitivos, se ha realizado el cálculo del tipo de interés siguiendo la metodología propuesta en

el “Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista” (INF/DE/0160/14)⁴⁷.

5.1. Anualidad del desajuste a 31 de diciembre de 2014

Desajuste estimado para la Liquidación definitiva 2014

En el Cuadro VI.4 se muestra la estimación del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 que financia cada empresa, según la mejor información disponible a fecha de elaboración de este informe, y en el Cuadro VI.2 el importe total financiado por grupo empresarial, así como el porcentaje estimado de financiación del déficit acumulado que representa cada uno de ellos.

⁴⁷ Disponible en https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/141211_Metodologia_financiacion_derechos_cobro_%20sistema_gasista.pdf

Cuadro VI.4. Cuadro 1. Estimación del Déficit Acumulado a 31/12/2014 financiado por empresa

Empresa	Estimación Déficit Acumulado a 31/12/2014 (€)	Grupo
Grupo ENAGAS, S.A.	383.913.579,00	
ENAGAS, S.A.	62.475,46	Enagas
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	375.221.152,68	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	8.629.950,86	
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	319.715.076,76	
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	192.256.688,34	Gas Natural
Gas Natural Cegas, S.A.	35.559.535,15	
Gas Natural Andalucía S.A.	22.379.869,44	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	13.131.489,01	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	22.988.977,94	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	7.724.583,64	
Gas Galicia SDG, S.A.	10.800.344,26	
Gas Navarra, S.A.	8.397.141,99	
Gas Natural Rioja, S.A.	4.250.711,79	
Gas Directo, S.A.	390.958,03	
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	1.834.777,17	
Grupo Redexis Gas, S.A.	41.030.644,00	
Redexis Gas, S.A.	-21.310,65	Redexis Gas
Transportista Regional del Gas, S.A.	3.133.774,20	
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	2.779.725,18	
Redexis Infraestructuras, S.L.	265.869,02	
Redexis Gas Transporte, S.L.	9.214.821,67	
Redexis Gas Distribución, S.A.	3.053.158,94	
Redexis Gas Baleares, S.A.	4.694.640,83	
Redexis Gas Aragón, S.A.	12.478.738,98	
Redexis Gas Murcia, S.A.	5.431.225,83	
Grupo Naturgas	53.594.521,70	
Naturgas Energía Distribución, S.A.	53.338.790,03	Naturgas
Tolosa Gas, S.A	255.731,67	
Grupo Gas Extremadura	5.754.417,25	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.196.323,99	Gas Extremadura
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	3.558.093,26	
ESCAL UGS, S.A.	79.885.166,22	Otros
Madrileña Red de Gas, S.A.	45.196.773,92	Madrileña Red de Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	35.616.146,10	Enagás (72,5%) y Otros (27,5%)
Regasificadora del Noroeste, S.A.	17.590.767,53	Otros
Bahía de Bizkaia Gas	12.653.180,48	Enagas (50%) y Otros (50%)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	291.934,52	Otros
Iberdrola Distribución de Gas	342,53	Otros
TOTAL (€)	995.242.550,00	-

Fuente: Elaboración propia

Cuadro VI.5. Importe total estimado financiado por grupo empresarial y porcentaje de financiación del Déficit Acumulado a 31/12/2014

Grupo	Importe Financiado Estimado (€)	Porcentaje Financiación Déficit	Porcentaje Financiación Acumulado
Enagas	416.061.875,16	42%	42%
Gas Natural	319.715.076,76	32%	74%
Naturgas	53.594.521,70	5%	79%
Madrileña Red de Gas	45.196.773,92	5%	84%
Redexis Gas	41.030.644,00	4%	88%
Gas Extremadura	5.754.417,25	1%	89%
Otros	113.889.241,22	11%	100%
TOTAL	995.242.550,00	100%	-

Fuente: Elaboración propia

Cálculo del tipo de interés aplicable

Según la metodología propuesta por la CNMC, el cálculo del tipo de interés debería realizarse con los datos disponibles en los 3 meses anteriores a esta fecha de devengo, es decir, del 24 de agosto al 24 de noviembre de 2016. En ausencia de estos datos, se toma como mejor aproximación disponible a fecha actual, los datos de los últimos 3 meses (15 de junio a 15 de septiembre de 2016).

De esta forma, se toma como tipo de interés de referencia la media de los valores de IRS a 10 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016.

En cuanto al diferencial, éste se ha calculado, para el caso de NATURGAS, como la media de sus valores de CDS a 10 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016. Por su parte, puesto que para el grupo GAS NATURAL no existen valores de cotización de sus CDS a 10 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre, se han considerado los diferenciales de sus emisiones de deuda con una antigüedad inferior a 12 meses desde el 15 de septiembre de 2016, a plazos de 8-10 años.

El grupo REDEXIS no ha realizado ninguna emisión de deuda en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo y el grupo MADRILEÑA RED DE GAS ha realizado una emisión en marzo de 2016 que no se ha considerado por tener un plazo de 15 años, siendo éste superior al plazo de 8-10 años establecido para el cálculo en la metodología propuesta por la CNMC. En cuanto al grupo ENAGÁS, éste ha realizado una emisión de deuda a 12 años en mayo de 2016 que, si bien es algo superior al plazo de 8-10 años establecido, se ha considerado en el cálculo debido a la elevada representatividad que supone este grupo (42%) en la financiación del importe total estimado del Déficit acumulado a 31/12/2014.

Finalmente, el coste de financiación de los grupos de sociedades considerados se ha ponderado por los porcentajes estimados de financiación del déficit acumulado a 31 de diciembre de cada uno de ellos con respecto del importe total de dicho déficit financiado por los grupos ENAGAS, GAS NATURAL y

NATURGAS, que son aquellos de los que se dispone de datos del coste de financiación estimado según la metodología propuesta por la CNMC, obteniéndose así un coste medio de financiación.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro 3, según el cual el coste de financiación de las empresas titulares del derecho de cobro sería del 1,121%, habiéndose calculado éste a partir de una muestra del 79% de los grupos de sociedades financiadoras. Este coste supone un diferencial de 0 y 30 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016 del bono español a 10 y 8 años, respectivamente.

Cuadro VI.6. Cálculo del coste de financiación

Fecha Devengo 25/11/2016					
Grupo	IRS 10Y (%) (media 15/06-15/09 2016)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,336	62,00	Diferencial Emisión	52,71%	0,956%
Gas Natural	0,336	75,00	Diferencial Emisión	40,50%	1,086%
Naturgas	0,336	226,85	CDS EDP	6,79%	2,605%
				100%	1,121%

Fuente: Bloomberg y elaboración propia

Estimación de las anualidades 2016 y 2017

El cálculo de las anualidades correspondientes a los ejercicios 2016 y 2017 del derecho de cobro se ha realizado tomando como valor estimado a reconocer, el importe de 995.242.550,00 €, como mejor estimación a fecha actual del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. No obstante, de acuerdo a lo establecido en el artículo 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, su cuantificación definitiva se realizará en la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2014.

Para el cálculo de las anualidades, se supone una amortización constante, que da como resultado un perfil de anualidad decreciente, de forma que es superior los primeros años e inferior los últimos años de recuperación del derecho de cobro. Se adopta este supuesto dado que éste ha sido el perfil de amortización considerado en la memoria de la propuesta de orden 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 para el 2016.

La anualidad se calcula con un tipo de interés que corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, calculado en el apartado anterior (1,121%).

La Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016*, establece que el interés reconocido al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 se devengará desde el día siguiente a la aprobación

de la liquidación definitiva de 2014. Se ha supuesto que la fecha estimada de aprobación de dicha liquidación definitiva es el 24/11/2016, y por lo tanto se ha considerado como fecha de comienzo de devengo de intereses el día 25/11/2016.

Al considerarse como fecha de devengo el 25/11/2016 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2014), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2016, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2016. Cabe destacar que se deberá establecer mediante Orden el pago de dicha anualidad correspondiente al año 2016, al no estar ésta contemplada en la Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016.*

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro VI.7, según el cual la anualidad correspondiente al año 2016 ascendería a 7.856.790,07 €, y la de 2017 a 77.430.775,65 €.

Cuadro VI.7. Cálculo de las anualidades 2016 y 2017 correspondientes al Déficit Acumulado a 31/12/2014

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	1,121%	
Fecha Devengo	25/11/2016	
Plazo (años)	15	
Importe Derecho (€)	995.242.550,00	24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	1,121%	995.242.550	1.130.950,01	6.725.840,06	7.856.790,07

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	1,121%	988.516.710	11.081.272,32	66.349.503,33	77.430.775,65

Fuente: Elaboración propia

5.2. Anualidad del desajuste correspondiente a 2015

Desajuste estimado para la Liquidación definitiva 2015

En el Cuadro VI.8 se muestra la estimación para la liquidación definitiva de 2015 del desajuste correspondiente al ejercicio 2015 que financia cada empresa, según la mejor información disponible a fecha actual, y en el Cuadro VI.9 el importe total financiado por grupo empresarial, así como el porcentaje estimado de financiación del desajuste 2015 que representa cada uno de ellos.

Cuadro VI.8. Estimación del Desajuste del ejercicio 2015 financiado por empresa

Empresa	Estimación Desajuste 2015 (€)	Grupo
Grupo ENAGAS, S.A.	14.690.782,60	
ENAGAS TRANSPORTE	14.154.849,60	Enagas
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	535.933,00	
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	9.914.084,45	
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	5.744.345,08	Gas Natural
Gas Natural CEGAS, S.A.	1.220.332,85	
Gas Natural Andalucía, S.A.	623.286,63	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	451.864,27	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	773.993,65	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	247.415,23	
Gas Galicia SDG, S.A.	364.106,07	
Gas Navarra, S.A.	271.968,17	
Gas Natural Rioja, S.A.	142.029,56	
Gas Directo, S.A.	12.539,93	
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	62.203,01	
Grupo Redexis Gas, S.A.	1.203.235,03	
Redexis Gas, S.A.	17.537,84	Redexis Gas
Transportista Regional del Gas, S.A.	-129.769,21	
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	77.012,92	
Redexis Infraestructuras, S.L.	29.167,27	
Redexis Gas Transporte, S.L.	350.330,10	
Redexis Gas Distribución, S.A.	79.130,28	
Redexis Gas Baleares, S.A.	151.200,44	
Redexis Gas Aragón, S.A.	465.307,14	
Redexis Gas Murcia, S.A.	163.318,25	
Grupo Naturgas	1.746.648,19	
Naturgas Energía Distribución, S.A.	1.738.631,31	Naturgas
Tolosa Gas, S.A.	8.016,88	
Grupo Gas Extremadura	187.674,07	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	72.445,58	Gas Extremadura
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	115.228,49	
Madrileña Red de Gas, S.A.	1.327.030,69	Madrileña Red de Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas)	994.328,50	Enagás (72,5%) y Otros (27,5%)
Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa)	553.058,91	Otros
BBG (Bahía de Bizkaia Gas)	526.214,49	Enagas (50%) y Otros (50%)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-3.340,66	Otros
Iberdrola Distribución de Gas	28,96	Otros
TOTAL (€)	31.139.745,23	-

Fuente: Elaboración propia

Cuadro VI.9. Importe total estimado financiado por grupo empresarial y porcentaje de financiación del Desajuste del ejercicio 2015

Grupo	Importe Financiado Estimado (€)	Porcentaje Financiación Desajuste	Porcentaje Financiación Acumulado
Enagas	15.674.778,01	50%	50%
Gas Natural	9.914.084,45	32%	82%
Naturgas	1.746.648,19	6%	88%
Madrileña Red de Gas	1.327.030,69	4%	92%
Redexis Gas	1.203.235,03	4%	96%
Gas Extremadura	187.674,07	1%	97%
Otros	1.086.294,79	3%	100%
TOTAL	31.139.745,23	100%	-

Fuente: Elaboración propia

Cálculo del tipo de interés aplicable

Según la metodología propuesta por la CNMC, el cálculo del tipo de interés debería realizarse con los datos disponibles en los 3 meses anteriores a esta fecha de devengo, es decir, en los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2016. En ausencia de estos datos, se toma como mejor aproximación disponible a fecha actual, los datos de los últimos 3 meses (15 de junio a 15 de septiembre de 2016).

De esta forma, se toma como tipo de interés de referencia la media de los valores de IRS a 5 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016.

En cuanto al diferencial, éste se ha calculado para los casos de GAS NATURAL y NATURGÁS (representando estos sujetos, según la estimación realizada, tan sólo un 38% de los tenedores de la deuda relativa al desajuste correspondiente al ejercicio 2015), como la media de sus valores de CDS a 5 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016, al ser los únicos grupos que disponen de CDS cotizados a fecha actual.

Atendiendo a lo anterior, se considera necesario utilizar adicionalmente datos de emisiones de deuda de las empresas, tal y como se propone en el informe aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014. En este sentido, el grupo REDEXIS no ha realizado ninguna emisión de deuda en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo y el grupo MADRILEÑA RED DE GAS ha realizado una emisión en marzo de 2016 que no se ha considerado por tener un plazo de 15 años, siendo éste ampliamente superior al plazo de 4-5 años establecido para el cálculo según la metodología propuesta por la CNMC. En cuanto al grupo ENAGÁS, éste ha realizado una emisión de deuda a 12 años en mayo de 2016 que, si bien es superior al plazo de 4-5 años establecido, se ha considerado en el cálculo debido a la elevada representatividad que supone este grupo (50%) en la financiación del importe total estimado del desajuste correspondiente al ejercicio 2015.

Posteriormente, el coste de financiación de los grupos de sociedades considerados se ha ponderado por los porcentajes estimados de financiación del desajuste del ejercicio 2015 de cada uno de ellos con respecto del importe total de dicho déficit financiado por los grupos ENAGAS, GAS NATURAL y NATURGAS, que son aquellos de los que se dispone de datos del coste de financiación estimado según la metodología propuesta por la CNMC, obteniéndose así un coste medio de financiación.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro VI.10, según el cual el coste de financiación de las empresas financiadoras del derecho de cobro sería del 0,640%, habiéndose calculado éste a partir de una muestra del 88% de los grupos de sociedades financiadoras. Este coste supone un diferencial de 43 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016 del bono español a 5 años.

Cuadro VI.10. Cálculo del coste de financiación

Fecha Devengo 01/12/2016					
Grupo	IRS 5Y (%) (media 15/06-15/09 2016)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	-0,120	62,00	Diferencial emisión	57,34%	0,500%
Gas Natural	-0,120	82,84	CDS Gas Natural	36,27%	0,709%
Naturgas	-0,120	162,71	CDS EDP	6,39%	1,508%
				100%	0,640%

Fuente: Bloomberg y elaboración propia

Estimación de las anualidades 2016 y 2017

El cálculo de las anualidades del derecho de cobro correspondientes a 2016 y 2017 se ha realizado tomando como valor estimado a reconocer, el importe de 31.139.745,23 €, como mejor estimación a fecha actual del importe del desajuste 2015 en la liquidación definitiva de 2015.

Para el cálculo de las anualidades, se supone una amortización constante y un tipo de interés que corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, calculado en el apartado anterior (0,640%). No obstante, cabe indicar, al igual que se ha puesto de manifiesto para el derecho de cobro relativo al Déficit Acumulado a 31/12/2014, que también cabría considerar un perfil de anualidad constante.

La Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016*, establece que el interés reconocido al eventual desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista de 2015 se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2015. Dado que la fecha estimada de aprobación de dicha liquidación definitiva es el

30/11/2016, se ha considerado como fecha de comienzo de devengo de intereses el día 01/12/2016.

Al considerarse como fecha de devengo el 01/12/2016 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2015), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2016, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2016.

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro VI.11, según el cual la anualidad correspondiente al año 2016 ascendería a 545.875,47 €, y la de 2017 a 6.423.858,14 €.

Cuadro VI.11. Cálculo de las anualidades 2016 y 2017 correspondientes al Desajuste del ejercicio 2015

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	0,640%	
Fecha Devengo	01/12/2016	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	31.139.745,23	30/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 30/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	0,640%	31.139.745	16.926,37	528.949,10	545.875,47

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	0,640%	30.610.796	195.909,10	6.227.949,05	6.423.858,14

Fuente: Elaboración propia

5.3. Anualidad del desajuste correspondiente a 2016

Desajuste estimado para la Liquidación definitiva 2016

Con la última información disponible se estima que en 2016 se producirá un desajuste negativo de 193.659.311,99 € (véase epígrafe 5.2 del informe), por lo que procedería incluir la anualidad correspondiente en el escandallo de costes del ejercicio 2017.

Tipo de interés

En el cálculo de la anualidad del desajuste del 2016 que procedería incluir en el ejercicio 2016 se han considerado las mismas hipótesis contempladas para el cálculo del tipo de interés correspondiente al desajuste del ejercicio 2015, con la excepción de la ponderación del coste de financiación por empresa. En particular, el coste de financiación de los grupos de sociedades se ha ponderado por los porcentajes que supone la retribución prevista de cada uno de ellos para

el ejercicio 2016 con respecto a la retribución prevista total correspondiente a los grupos ENAGAS, GAS NATURAL y NATURGAS.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro VI.12, según el cual el coste de financiación de las empresas titulares del derecho de cobro sería del 0,658%, habiéndose calculado éste a partir los grupos de sociedades que suponen el 85% de la retribución prevista total para 2016. Este coste supone un diferencial de 45 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016 del bono español a 5 años.

Cuadro VI.12. Cálculo del coste de financiación

Fecha Devengo 01/11/2017					
Grupo	IRS 5Y (%) <i>(media 15/06-15/09 2016)</i>	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	-0,120	62,00	Diferencial emisión	51,16%	0,500%
Gas Natural	-0,120	82,84	CDS Gas Natural	41,83%	0,709%
Naturgas	-0,120	162,71	CDS EDP	7,01%	1,508%
				100%	0,658%

Fuente: Elaboración propia

Anualidad correspondiente al ejercicio 2017

El cálculo de la anualidad del derecho de cobro correspondiente a 2017 se ha realizado tomando como valor estimado a reconocer, el importe de 195.503.179,46 €, como mejor estimación a fecha actual del importe del desajuste 2016 en la liquidación definitiva de 2016.

Para el cálculo de la anualidad, se supone una amortización constante y un tipo de interés que corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, calculado en el apartado anterior (0,658%). No obstante, cabe indicar, al igual que se ha puesto de manifiesto para el derecho de cobro relativo al Déficit Acumulado a 31/12/2014 y al Desajuste correspondiente al ejercicio 2015, que también cabría considerar un perfil de anualidad constante.

Al considerarse como fecha de devengo el 01/12/2017 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2016), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2017, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2017.

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro VI.13, según el cual la anualidad correspondiente al año 2017 ascendería a 3.430.132,74 €.

Cuadro VI.13. Cálculo de la anualidad 2017 correspondiente al Desajuste del ejercicio 2016

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	0,658%	
Fecha Devengo	01/12/2017	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	195.503.179,46	30/11/2017

Año	Tipo de Interés	IPC 30/11/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	0,658%	195.503.179	109.256,82	3.320.875,93	3.430.132,74

Fuente: Elaboración propia

ANEXO VII. TABLAS DETALLE RETRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN

[CONFIDENCIAL]

ANEXO VIII. TABLAS DETALLE RETRIBUCIÓN DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

[CONFIDENCIAL]

ANEXO IX. TABLAS DETALLE RETRIBUCION DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE

[CONFIDENCIAL]

ANEXO X. TABLAS DETALLE RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA DE LOS DISTRIBUIDORES

[CONFIDENCIAL]