

INFORME SOBRE LAS PREVISIONES DE DEMANDA DE INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2015 Y 2016

Expediente nº: INF/DE/083/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 29 de octubre de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe sobre la «Previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016» »

El informe se aprueba 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 determine 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.

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

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 ingresos y los costes correspondientes al ejercicio 2015 y 2016. 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 de regasificación en los puntos de entrada al sistema.

Por otra parte, se indica que los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 se han estimado aplicando a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/2445/2014.

Por último, la previsión de los costes para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 tienen en cuenta tanto la retribución de las distintas actividades establecidas en la Orden IET/2445/2014, 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 2015 y 2016

Como todos los años, el 6 de julio de 2015 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2015 y para 2016, 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 tarifas y peajes 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, aspecto 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 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 2015, 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 2016, 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 contempla 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 del 1 de octubre de 2015 de 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.

El PNT ha sido aprobado por la Comisión Europea mediante Decisión del 29 de mayo de 2015. Para cada una de las centrales de carbón (como para el resto de instalaciones incluidas en el PNT), se determinaron sus contribuciones individuales, para cada contaminante SO₂, NO_x y partículas, a la burbuja del año 2016 y del año 2019, en toneladas anuales, resultando, por agregación, una burbuja global nacional para dichos años. Para los años intermedios, la contribución se determina por reducción lineal entre la contribución del año 2016 y del año 2019 (que es inferior a la del año 2016).

Aunque el compromiso del PNT se refiere al conjunto de todas las instalaciones del mismo (burbuja global), es decir, que cada año (en el período 2016 y junio de 2020) no se superen las emisiones (en toneladas/año) de la burbuja global anual, está previsto, una vez que se apruebe el PNT por el Consejo de Ministros, establecer, mediante una Orden Ministerial, que el compromiso de cumplimiento del PNT sea por empresa.

Por tanto, cada empresa propietaria de centrales de carbón deberá cumplir con los compromisos de emisiones de NO_x aplicable al conjunto de sus centrales para el período 2016 hasta junio de 2020. La existencia de estos nuevos compromisos, de acuerdo con las previsiones realizadas por esta Comisión, puede motivar que la producción del año 2016 de estas centrales sea significativamente inferior a la prevista para el año 2015. Se ha considerado para realizar esta estimación que ninguno de los titulares habrá realizado en 2016 las inversiones necesarias en desnitrificadoras. Así, si en 2015 se espera que estas centrales funcionen 52 TWh, en 2016 se estima una producción de entre 37 TWh y 42 TWh, dependiendo de la optimización del conjunto de las emisiones que realicen las empresas.

En consecuencia, se considera importante señalar el impacto de dicha regulación sobre la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica.

Hibernación de instalaciones

De acuerdo con la información aportada en el informe conjunto elaborado por REE y ENAGÁS, los escenarios de previsión aportados consideran el cierre tres centrales⁴, las cuales ya cuentan con la correspondiente resolución favorable.

Se indica que, la extensión del cierre a nuevas centrales o la hibernación de algunas instalaciones de generación podrían tener un impacto sobre la

⁴ ELCOGAS, grupo 2 de Compostilla y del grupo 2 de Soto de Ribera

capacidad contratada de las centrales de generación eléctrica, y en consecuencia sobre los ingresos y los costes previstos para 2016.

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

Mecanismo de capacidad para la mejora medioambiental

A la fecha de elaboración del presente informe, se encuentra en proceso de trámite la “*Propuesta de Orden por la que se regula el mecanismo de capacidad para la mejora medioambiental en determinadas instalaciones de producción de electricidad*” con impacto en la producción de las centrales de generación con carbón autóctono y, consecuentemente, en la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica.

Puesta en marcha de la nueva interconexión eléctrica con Francia

La nueva interconexión eléctrica entre España y Francia inició su operación comercial el próximo 5 octubre, con lo que, en condiciones favorables de operación, se podrá duplicar la capacidad de intercambio de electricidad entre los dos países. Desde esa fecha, la línea ha estado funcionando en modo de pruebas técnicas, por lo que resulta difícil valorar el impacto que podrá tener en el balance de energía en 2016.

Para realizar la estimación del flujo de energía que será aportado por la interconexión España–Francia en el año 2016, se ha extrapolado los resultados obtenidos en años con una hidraulicidad media. No obstante, cualquier cambio en la hidraulicidad, o en la diferencia de precios existente entre los mercados de España y Francia con respecto a los escenarios manejados, supondrá resultados diferentes a las estimaciones realizadas. El flujo que resulte definitivamente en la interconexión afectará a la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica.

2.3. Evolución de la actividad económica

Evolución de la actividad económica para 2015

Respecto a la evolución de la actividad económica por su relación directa con la demanda de gas natural, principalmente, de consumidores industriales, se indica que la previsión del PIB para 2015, de acuerdo con el escenario macroeconómico previsto por el Gobierno en julio de 2015, considera un incremento del 3,3% para dicho año, tasa superior a las previstas por el Banco de España en junio de 2015 (3,1%), el FMI en octubre de 2015 (3,1%) y la OCDE en junio de 2014 (2,9%), y superior a las previstas por 13 de los 18 panelistas que se incluyen en el panel de previsiones de la economía española la de la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS)⁵ con tasas comprendidas entre 2,9% y 3,4%.

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 2015 es del 1,0%, una décima superior al del trimestre anterior (0,9%), situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2015 en 3,1%⁶, cuatro décimas superior a la registrada en el primer trimestre de 2015 (2,7%).

Respecto al Índice de Producción Industrial el citado panel de previsión considera un incremento del 3,1% para el ejercicio 2015, situándose, según dicho panel, el máximo en 4,1% y el mínimo en un 2,5%.

Evolución de la actividad económica para 2016

Para el año 2016, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 2,3% y el 3,0% (BE 2,7%, CE 2,6%, FMI 2,5% 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.

Respecto al Índice de Producción Industrial el panel de previsión, anteriormente referido, considera un incremento del 3,3% para el ejercicio 2016, situándose, según dicho panel, el máximo en 4,9% y el mínimo en 2,6%.

3. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2015 y 2016

A continuación se presenta el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2015 y 2016, así como las necesidades de regasificación,

⁵ <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?Id=1>

⁶ El Banco de España estima que el PIB del tercer trimestre registrará una variación del 0,8% en el tercer trimestre de 2015, tasa inferior en dos décimas a la registrada en el trimestre anterior. La tasa de variación interanual del PIB del tercer trimestre de 2015 se situaría en el 3,4%.

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 2015

En el Cuadro 1 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada registrada en el ejercicio 2014, según la información de la base de datos de liquidaciones y la previsión de la CNMC para el cierre del ejercicio 2015. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2015 aumentaría un 3,2% respecto de la demanda registrada en 2014, motivado fundamentalmente, por el aumento de la demanda de los grupos 1 y 3. Asimismo, se estima un incremento del número de clientes del 1,1% respecto de 2014. Por el contrario, se espera una reducción de la capacidad contratada del 3,8%, 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 3,7%) 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 2015

Grupo tarifario	2014 (SIFCO) (A)			Previsión de cierre 2015 (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	104.882	101	564.647	113.789	104	531.702	8,5%	2,7%	-5,8%
Grupo 2	118.666	3.834	507.872	116.568	3.724	498.617	-1,8%	-2,9%	-1,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	39.579	149	155.264	37.041	147	152.489	-6,4%	-1,3%	-1,8%
4 bar < P ≤ 16 bar	79.087	3.686	352.607	79.527	3.577	346.128	0,6%	-2,9%	-1,8%
Grupo 3	61.998	7.463.335	22.936	67.620	7.545.143	23.775	9,1%	1,1%	3,7%
3.1	9.260	4.128.349	-	11.143	4.329.938	-	20,3%	4,9%	-
3.2	26.874	3.265.859	-	29.840	3.145.408	-	11,0%	-3,7%	-
3.3	1.412	22.939	-	1.499	22.933	-	6,1%	0,0%	-
3.4	20.101	45.898	-	20.791	46.563	-	3,4%	1,4%	-
3.5	4.350	291	22.936	4.347	301	23.775	-0,1%	3,1%	3,7%
Grupo interrumpible	174	1	1.325	25	1	435	-85,7%	-31,3%	-67,2%
Materia prima	6.103	2	20.100	5.035	2	20.100	-17,5%	0,0%	0,0%
GNL cliente final	10.858	-	-	9.288	-	-	-14,5%	-	-
Total	302.681	7.467.274	1.116.880	312.325	7.548.973	1.074.629	3,2%	1,1%	-3,8%

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

Al respecto, cabe señalar que el aumento de la demanda del Grupo 1 previsto para el cierre de 2015 está motivado por el aumento de la demanda destinada a la generación eléctrica (véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para el cierre de 2015

Volumen (GWh)	2014 (SIFCO) (A)			Previsión de cierre 2015 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	45.723	65.403	111.126	55.541	63.283	118.824	21,5%	-3,2%	6,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	5.988	33.592	39.579	4.372	32.669	37.041	-27,0%	-2,7%	-6,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	100	79.020	79.120	106	79.446	79.552	5,3%	0,5%	0,5%
P ≤ 4 bar	-	61.998	61.998	-	67.620	67.620	-	9,1%	9,1%
Total	51.811	240.012	291.823	60.018	243.019	303.037	15,8%	1,3%	3,8%

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

En el Cuadro 3 se presenta el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para el cierre de 2015.

Cuadro 3. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para el cierre de 2015

	Año 2014 (SIFCO)		Previsión de cierre 2015		% variación previsión de cierre 2015 sobre 2014				
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados			
Regasificación	371.724	96.228	468.956	127.110	26,2%	32,1%			
Barcelona	103.285	27.839	110.862	30.664	7,3%	10,1%			
Huelva	70.147	16.845	80.023	23.351	14,1%	38,6%			
Cartagena	30.870	8.879	39.265	13.143	27,2%	48,0%			
Sagunto	58.067	16.488	119.513	23.272	105,8%	41,1%			
Mugardos	76.981	15.858	55.965	16.926	-27,3%	6,7%			
Bilbao	32.374	10.318	63.328	19.753	95,6%	91,4%			
Descarga de buques	236	175.395	194	158.180	-17,7%	-9,8%			
Barcelona	54	36.503	44	35.526	-18,4%	-2,7%			
Huelva	43	34.271	35	29.256	-17,8%	-14,6%			
Cartagena	36	28.575	19	16.577	-49,0%	-42,0%			
Sagunto	21	18.425	47	33.720	123,5%	83,0%			
Mugardos	55	36.570	22	19.038	-59,7%	-47,9%			
Bilbao	27	21.051	28	24.063	1,9%	14,3%			
Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 9.000 m3 de GNL)	64	58.851	22	20.041	-66,5%	-65,9%			
Puesta en frío	25	211	5	65	-78,67%	-69,1%			
Carga en cisternas	45.091	10.858	34.407	10.111	-23,69%	-6,9%			
Almacenamiento de GNL	24,65	3.742.868	12,87	6.034.762	-47,8%	61,2%			
Almacenamiento de GN	28.136	3.947	7.454	25.712	7.935	9.940	-8,62%	101,1%	33,4%

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

Finalmente, en el Cuadro 4 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el cierre del ejercicio 2015.

Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el cierre de 2015

Punto de Entrada	2014			Previsión 2015			% variación 2015 sobre 2014		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
TOTAL	299.869	1.100.180	74,7%	313.208	1.128.763	76%	4,4%	2,6%	1,8%
Conexión Internacional	203.575	683.924	81,5%	186.042	659.621	77,3%	-8,6%	-3,6%	-5,2%
Tarifa GME	81.777	271.626	82,5%	78.503	259.559	82,9%	-4,0%	-4,4%	0,5%
MEDGAZ	72.769	242.565	82,2%	71.816	239.778	82,1%	-1,3%	-1,1%	-0,2%
VIP Pirineos	48.872	169.310	79,1%	35.723	160.284	61,1%	-26,9%	-5,3%	-22,8%
VIP Ibérico	157	423	101,9%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
Desde planta de regasificación	96.228	416.071	63,4%	127.110	468.956	74,3%	32,1%	12,7%	17,2%
Barcelona	27.839	115.344	66,1%	30.664	110.862	75,8%	10,1%	-3,9%	14,6%
Cartagena	8.879	32.516	74,8%	13.143	39.265	91,7%	48,0%	20,8%	22,6%
Huelva	16.845	79.134	58,3%	23.351	80.023	79,9%	38,6%	1,1%	37,1%
Bilbao	16.488	65.889	68,6%	19.753	63.328	85,5%	19,8%	-3,9%	24,6%
Sagunto	15.858	87.686	49,5%	23.272	119.513	53,3%	46,8%	36,3%	7,7%
Mugardos	10.318	35.502	79,6%	16.926	55.965	82,9%	64,0%	57,6%	4,1%
Otros	67	185	99,5%	56	185	83,5%	-16,0%	0,2%	-16,1%
Valdemingómez	67	185	99,5%	56	185	83,5%	-16,0%	0,2%	-16,1%

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

3.2. Previsión de demanda para 2016

Análogamente, en el Cuadro 5 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2016. Se estima que la demanda del ejercicio 2016 alcanzará los 320,2 TWh, un 2,5% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2015, justificado, fundamentalmente, por el incremento de la demanda del grupo 1 y, en menor medida, del grupo 2, parcialmente compensado por la reducción de la demanda de los consumidores del Grupo 3.

Respecto de la demanda prevista para el 2016 se señalan los siguientes aspectos:

- 1) Se espera un incremento de la demanda de generación eléctrica derivado del impacto de la entrada en vigor el próximo 1 de enero de la Directiva de emisiones industriales sobre las centrales de generación con carbón (véase Cuadro 6).
- 2) Se espera una contracción de la demanda del grupo 3 motivada por pasar de un año climatológico frío a un año climatológico medio.

Respecto al número de clientes en 2016 se estima un incremento del 1,5% respecto de la previsión de cierre de 2015, motivado por el aumento de consumidores del grupo 3. Cabe señalar que tras un año cálido, como fue el ejercicio 2014, existe una reclasificación de clientes por su volumen de

consumo. Teniendo en cuenta lo anterior, se espera un movimiento de consumidores del peaje 3.1 al peaje 3.2 en 2016, consecuencia de la reasignación de los consumidores al peaje que le corresponda que deben realizar las empresas distribuidoras por volumen de consumo.

Respecto de la capacidad contratada, se espera un incremento del 4,3%, acorde con el aumento esperado de la producción con ciclos combinados.

Cuadro 5. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para 2016

Grupo tarifario	Previsión de cierre 2015 (A)			Previsión 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	113.789	104	531.702	121.457	104	573.348	6,7%	0,0%	7,8%
Grupo 2	116.568	3.724	498.617	117.714	3.724	503.310	1,0%	0,0%	0,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	37.041	147	152.489	37.759	147	156.675	1,9%	0,0%	2,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	79.527	3.577	346.128	79.955	3.578	346.635	0,5%	0,0%	0,1%
Grupo 3	67.620	7.545.143	23.775	66.753	7.659.541	23.926	-1,3%	1,5%	0,6%
3.1	11.143	4.329.938	-	10.084	4.236.255	-	-9,5%	-2,2%	-
3.2	29.840	3.145.408	-	30.426	3.351.221	-	2,0%	6,5%	-
3.3	1.499	22.933	-	1.491	24.124	-	-0,5%	5,2%	-
3.4	20.791	46.563	-	20.284	47.638	-	-2,4%	2,3%	-
3.5	4.347	301	23.775	4.468	303	23.926	2,8%	0,6%	0,6%
Grupo interrumpible	25	1	288	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-100,0%
Materia prima	5.035	2	20.100	5.085	2	20.100	1,0%	0,0%	0,0%
GNL cliente final	9.288	-	-	9.233	-	-	-0,6%	-	-
Total	312.325	7.548.973	1.074.481	320.242	7.663.371	1.120.683	2,5%	1,5%	4,3%

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

Cuadro 6. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para 2016

Volumen (GWh)	Previsión de cierre 2015 (A)			Previsión 2016 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	55.541	63.283	118.824	62.626	63.916	126.542	12,8%	1,0%	6,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	4.372	32.669	37.041	4.926	32.832	37.759	12,7%	0,5%	1,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	106	79.446	79.552	112	79.843	79.955	5,9%	0,5%	0,5%
P ≤ 4 bar	-	67.620	67.620	-	66.753	66.753	-	-1,3%	-1,3%
Total	60.018	243.019	303.037	67.664	243.345	311.010	12,7%	0,1%	2,6%

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 2016.

4. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2015 y 2016

En este epígrafe se recoge la previsión de ingresos regulados para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2445/2014⁷, para lo que se han considerado, adicionalmente, 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 julio de 2014 y junio de 2015, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Se indica que la utilización promedio de las plantas en el periodo comprendido entre julio de 2014 y junio de 2015, fue del 88,9%.

Cuadro 9. Utilización de la capacidad contratada de regasificación entre julio 2014 y junio 2015

	% utilización capacidad contra
Entrada desde planta de regasificación	88,9%
Barcelona	89,4%
Huelva	88,9%
Cartagena	95,5%
Sagunto	84,1%
Mugardos	92,7%
Bilbao	89,8%

Fuente: CNMC

- **Reserva de capacidad:** se ha supuesto en cada uno de los puntos de entrada el factor de utilización registrado entre julio de 2014 y junio de 2015, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Se indica que la utilización media registrada en el periodo comprendido entre julio de 2014 y junio de 2015 fue del 90,5%.

⁷ Orden IET/2445/2014, de 19 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

Cuadro 10. Utilización de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte entre julio 2014 y junio 2015

Punto de entrada	% utilización de la capacidad contratada
Entrada por conexión internacional	91,7%
Tarifa GME	90,1%
MEDGAZ	91,7%
VIP Pirineos	94,5%
VIP Ibérico	
Entrada por planta de regasificación	88,9%
Barcelona	89,4%
Huelva	95,5%
Cartagena	88,9%
Sagunto	89,8%
Mugaridos	84,1%
Bilbao	92,7%
Otros	100,2%
Valdemingómez	100,2%
Total	90,5%

Fuente: CNMC

- Capacidad facturada por grupo tarifario: se ha supuesto para cada grupo tarifario el mismo factor de utilización que el registrado entre julio de 2014 y junio de 2015, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (véase Cuadro 11).

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

		Demanda destinada a generación eléctrica	Demanda Convencional
Grupo 1		93,9%	95,9%
Grupo 2	16 bar < P ≤ 60 bar	88,1%	98,1%
	4 bar < P ≤ 16 bar	105,0%	98,2%
Grupo 4 (Interrumpible)	Grupo A	n.a.	105,0%
	Grupo B	n.a.	n.a.

Fuente: CNMC

- Demanda de corto plazo: en la estimación de los ingresos previstos para el cierre de 2015 y 2016 se ha tenido en cuenta el impacto de los contratos de corto plazo.
- Peajes internacionales: de acuerdo con la información aportada por las empresas transportistas y por el GTS, la capacidad con destino a Francia se ha considerado en contraflujo, por lo que le resulta de aplicación las condiciones de establecidas en la Resolución de 30 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Resolución de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

En el Anexo II del presente informe se muestran con mayor grado de desagregación los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2015 y 2016.

4.1. Previsión ingresos para el cierre 2015

En el Cuadro 12 se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2015 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2445/2014. Cabe señalar que los ingresos netos por venta de condensados (1.510 miles de €) y desbalances (8.861 miles €) se corresponde con la previsión remitida por las empresas a efectos del cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/2692/2002.

Cuadro 12. Ingresos previstos 2015 resultado de facturar las variables de facturación previstas para el cierre de 2015 a los precios de la Orden IET/2445/2014.

	Ingresos previstos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes al escenario de demanda previsto CNMC (miles €)
Actividad de Regasificación (A)	256.886
<i>Peaje de descarga de buques</i>	13.256
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	12.971
<i>Peaje de regasificación</i>	123.666
<i>Almacenamiento GNL</i>	71.367
<i>Trasvase de GNL a buque</i>	35.142
<i>Puesta en frío</i>	484
Almacenamiento Subterráneo (B)	130.049
Transporte y Distribución (C)	2.498.072
<i>Reserva de Capacidad</i>	139.518
<i>Término de conducción</i>	2.341.667
<i>Peajes de exportaciones</i>	16.887
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	2.885.007
Otros Ingresos regulados (E)	10.371
<i>Ingreso neto por venta de condesados</i>	1.510
<i>Ingresos por desbalances</i>	8.861
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	2.895.378

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 2015 según la Orden IET/2445/2014⁸ y los previstos por la CNMC.

⁸ Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 según la Orden IET/2446/2014 se han obtenido como resultado de aplicar a los ingresos previstos para 2015 según la información que acompañó a la propuesta de Orden las tasas de variación por peaje de acceso de la Orden IET/2445/2014 respecto de la propuesta de Orden.

Cuadro 13. Ingresos totales previstos en la Orden IET/2445/2014 para 2015 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2015

Ingresos regulados	Previsión 2015 Orden IET/2445/2014 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2015 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Actividad de Regasificación (A)	347.172	256.886	- 90.770	-26,0%
Peaje de descarga de buques	15.454	13.256	- 2.198	-14,2%
Peaje de carga en cisternas	16.715	12.971	- 3.743	-22,4%
Peaje de regasificación	112.612	123.666	11.054	9,8%
Almacenamiento GNL	88.671	71.367	- 17.304	-19,5%
Trasvase de GNL a buque	113.720	35.142	- 78.578	-69,1%
Puesta en frío		484		
Almacenamiento Subterráneo (B)	151.760	130.049	- 21.711	-14,3%
Transporte y Distribución (C)	2.509.400	2.498.121	- 11.279	-0,4%
Reserva de Capacidad	130.540	139.518	8.978	6,9%
Término de conducción	2.364.145	2.341.716	- 22.429	-0,9%
Peajes de exportaciones	14.715	16.887	2.172	14,8%
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	3.008.332	2.885.057	- 123.275	-4,1%
Otros Ingresos regulados (E)	8.000	11.718	3.718	46,5%
Ingresos por suministro a tarifa		1.348		
Ingreso neto por venta de condensados	1.000	1.510	510	51,0%
Ingresos por desbalances	7.000	8.861	1.861	26,6%
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	3.016.332	2.896.775	- 119.557	-4,0%

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

Se observa que los ingresos de peajes y cánones de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2015 resultan 119,6 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2445/2014, motivado, fundamentalmente, por el menor número de trasvase de GNL a buques al inicialmente previsto para 2015 y una demanda y capacidad contratadas inferiores a las implícitas en la Orden IET/2445/2014.

4.2. Previsión de ingresos para 2016

Análogamente, en el Cuadro 14 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/2445/2014.

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 2015. 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 2016 se estiman en 2.922 M€, cifra que supera en 37 M€ (1,3%) a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2015, sin tener en cuenta otros ingresos regulados.

Cuadro 14. Ingresos previstos para 2016 resultado de facturar las variables de facturación previstas para 2016 a los precios de la Orden IET/2445/2014.

Ingresos regulados	Previsión de cierre 2015 (miles €) [1]	Previsión 2016 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Actividad de Regasificación (A)	256.886	259.081	2.195	0,9%
Peaje de descarga de buques	13.256	13.468	212	1,6%
Peaje de carga en sistemas	12.971	13.019	47	0,4%
Peaje de regasificación	123.666	130.234	6.568	5,3%
Almacenamiento GNL	71.367	75.158	3.790	5,3%
Trasvase de GNL a buque	35.142	27.040	- 8.101	-23,1%
Puesta en frío	484	162	- 322	-66,5%
Almacenamiento Subterráneo (B)	130.049	145.093	15.044	11,6%
Transporte y Distribución (C)	2.498.121	2.517.824	19.703	0,8%
Reserva de Capacidad	139.518	140.581	1.063	0,8%
Término de conducción	2.341.716	2.355.900	14.184	0,6%
Peajes de exportaciones	16.887	21.343	4.456	26,4%
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	2.885.057	2.921.998	36.942	1,3%
Otros Ingresos regulados (E)	10.371	1.510	- 8.861	-85,4%
Ingresos por suministro a tarifa	1.348			
Venta de Condesados	1.510	1.510	-	0,0%
Ingresos por desbalances	8.861		- 8.861	-100,0%
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	2.895.427	2.923.508	28.081	1,0%

Fuente: CNMC

5. Previsión de costes para el cierre del ejercicio 2015 y 2016

5.1. Previsión de costes para el cierre 2015

En el Cuadro 15 se comparan los costes regulados previstos para 2015, según la Orden IET/2445/2014, con las modificaciones introducidas por Orden IET/389/2015, 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/2445/2014, de 19 de

diciembre, así como las modificaciones aprobadas en la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo. Adicionalmente, se han considerado las retribuciones establecidas en las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas publicadas hasta la aprobación de la última liquidación provisional 8/2015.

- Las retribuciones variables resultan de aplicar, respectivamente, los costes unitarios establecidos en la Orden IET/2445/2014 a los volúmenes de regasificación, carga en cisternas, trasvase de GNL a buque y de puesta en frío de buques previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio.
- Los costes asociados al suministro de los gases manufacturados en los territorios insulares, se obtienen de aplicar los valores indicados en la Orden IET/2445/2014 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 2015 (2.792,4 M€) son 258,6 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2445/2014 (3.051,0 M€), motivado, fundamentalmente, por el cambio del régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos incluido la disposición en la disposición adicional segunda de la Ley 8/2015. En particular dicha disposición establece que para los almacenamientos subterráneos de carácter básico que se incluyan en el régimen retributivo durante el año 2015, las cantidades pendientes de reconocer, devengadas durante el periodo comprendido entre la fecha de puesta en servicio provisional y el 31 de diciembre de 2014, se incluirán en la liquidación definitiva del ejercicio 2014.

Cuadro 15. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2015 y los costes previstos en la Orden IET/2445/2014

Costes regulados	Previsión 2015 Orden IET/2445/2014 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2015 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución de regasificación	461.251	448.689	- 12.562	-2,7%
Retribución reconocida	421.257	421.257	-	0,0%
Retribución pendiente	6.844	-	- 6.844	-100,0%
Retribución variable	33.150	27.433	- 5.718	-17,2%
Retribución de AA.SS	276.274	82.260	- 194.013	-70,2%
Retribución fija	68.354	41.969	- 26.384	-38,6%
Retribución pendiente	66.524	14.820	- 51.704	-77,7%
Retribución Castor	141.396	25.471	- 115.925	-82,0%
Retribución de transporte	811.365	804.628	- 6.736	-0,8%
Retribución fija	790.365	790.365	-	0,0%
Retribución pendiente	21.000	14.264	- 6.736	-32,1%
Retribución de distribución	1.383.066	1.382.650	- 416	0,0%
Retribución Distribución	1.377.792	1.377.795	3	0,0%
Retribución Específica Distribución	5.275	4.856	- 419	-7,9%
Costes de gas de operación y NMLL	51.796	22.222	- 29.574	-57,1%
GTS	26.076	11.561	- 14.515	-55,7%
Tasa CNMC y MINETUR	4.279	3.972	- 307	-7,2%
Suministro a Tarifas	100	102	2	1,9%
Laudo Paris	34.805	32.758	- 2.047	-5,9%
Operador del Mercado	2.000	-	- 2.000	-100,0%
Total costes acceso (A)	3.051.012	2.788.844	- 262.168	-8,6%
Otros ingresos (-) o costes regulados (+) (B)	-	3.572	3.572	
<i>Desvíos de ejercicios anteriores</i>	-	- 0		
<i>Coste de adquisición del gas</i>	-	1.123	1.123	
<i>Coste asociado a gas colchón</i>	-	1.788	1.788	
<i>Coste tasas e impuestos no deducibles</i>	-	661	661	
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	3.051.012	2.792.416	- 258.597	-8,5%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2445/2014, memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso para 2016 y Orden IET/389/2015

5.2. Previsión de desvío para el cierre 2015 (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 2015. Según dicho escenario de previsión en 2015 se produciría un desajuste positivo estimado en 104,4 M€.

Cuadro 16. Previsión del desvío de ingresos y costes para el cierre de 2015 de la Orden IET/2445/2014 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema	Previsión 2015 Orden IET/2446/2013 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2015 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	3.016.332	2.896.775	- 119.557	-4,0%
<i>Ingresos por peajes y cánones</i>	<i>3.008.332</i>	<i>2.885.057</i>	<i>- 123.275</i>	<i>-4,1%</i>
<i>Otros ingresos regulados</i>	<i>8.000</i>	<i>11.718</i>	<i>3.718</i>	<i>46,5%</i>
Costes regulados (B)	3.051.012	2.792.416	- 258.597	-8,5%
<i>Costes de acceso</i>	<i>3.051.012</i>	<i>2.788.844</i>	<i>- 262.168</i>	<i>-8,6%</i>
<i>Otros costes regulados</i>	<i>-</i>	<i>3.572</i>	<i>3.572</i>	
Desajuste de actividades reguladas (A) - (B)	- 34.680	104.359	139.040	-400,9%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2445/2014, memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso para 2016 y Orden IET/389/2015

Finalmente, se indica que el desajuste final del ejercicio dependerá, además, de la inclusión en el régimen retributivo de las instalaciones pendientes de resolución con anterioridad a la Liquidación 14/2015.

5.3. Previsión de costes para 2016 (mandatos artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014 y DA2ª del RD/326/2008)

La Propuesta de retribución de las actividades reguladas del sector gas natural para el año 2016, 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 2016 han sido, en aplicación del último párrafo del Artículo 60.2

de la Ley 18/2014⁹, los publicados en el 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).

Posteriormente, para determinar la retribución anual que, por cada actividad regulada, le corresponde a cada compañía 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.

5.3.1. Propuesta Retribución de las Actividades Reguladas en 2016

La Propuesta de retribución para las actividades reguladas de Transporte, Regasificación, Almacenamiento Subterráneo Básico, Distribución, GTS y otros costes regulados del sistema gasista para el año 2016 alcanza la cifra de 3.021 M€. De ellos, 2.864 M€ corresponden a activos/actividades cuya retribución ha de ser establecida mediante Orden Ministerial, el resto (156 M€) se corresponde con retribuciones asociadas a activos pendientes de incluir/reconocer en el régimen retributivo y/o coste/retribuciones variables que se materializan a lo largo del año en función de variables operativas (kWh regasificados, kWh consumidos, etc.).

Cuadro 17. Propuesta Retribución de las Actividades Reguladas para el año 2016

En Millones de €	Propuesta Retribución CNMC 2016		
	Reconocida a Publicar en BOE	Pte Reconocer y/o NO Public. en BOE	Total
Actividad de Regasificación	426,15	41,77	467,92
Actividad de AASS	67,65	73,85	141,50
Actividad de Transporte	861,13	30,08	891,21
Actividad de Distribución	1.326,18	5,37	1.331,56
Gestión Técnica del Sistema	22,83	1,14	23,97
Operador del Mercado Organizado de Gas	2,00		2,00
TASA MINETUR/CNMC		4,09	4,09
Otros Costes			0,00
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	25,91		25,91
Anualidad por Hibernación AASS CASTOR	96,38		96,38
Anualidad por Laudo de Paris	36,30		36,30
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014			0,00
Desajustes Temporales 2015-2020, Art.61 Ley 18/2014			0,00
Medidas de gestión de la demanda			0,00
TOTAL	2.864,53	156,31	3.020,84

Fuente: Elaboración Propia

⁹ “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”

La Propuesta de retribución para 2016, tal y como puede observarse en el Cuadro 18, es prácticamente similar (30,1 M€ inferior) al presupuesto de 2015 recogido en la Memoria de la Orden IET/2445/2014, con las siguientes variaciones significativas:

- Incremento en la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) en 34,1 M€.
- Pagos de 80,7 M€ asociados los derechos de cobro reconocidos por la retribución financiera de la inversión reconocida para de Castor (1.350 M€) en aplicación del Real Decreto-Ley 13/2014.
- Pagos de 3,4 M€ por los intereses a satisfacer en 2015 y 2016 por el Laudo de Paris, ya que hasta la fecha sólo se ha pagado el principal.
- Pagos de 38,1 M€ asociados a las correcciones de la retribución financiera correspondiente a los ejercicios 2014 y 2015¹⁰, al establecerse una nueva Tr (5,09% en lugar de 4,59%) para aplicar desde el 17 de octubre de 2014 como consecuencia del nuevo redactado del artículo 65.2 de la Ley 18/2014 establecido por la Disposición Final Cuarta de la Ley 8/2015.
- Reducción de 207 M€ de la retribución asociada a activos de AASS pendientes de incluir en el régimen retributivo, al cambiar el criterio de pago por la Disposición Adicional Segunda de la Ley 8/2015¹¹, pasando a imputarse al déficit a 31 de diciembre de 2014.
- Reducción en la retribución de la distribución en 51,6 M€ por menor demanda prevista.

En los siguientes epígrafes se recogen (i) las partidas del presupuesto que han de ser publicadas en la Orden Ministerial por la que se aprueben los peajes y cánones asociados al acceso de terceros y las retribuciones reguladas del sistema de gasista para el año 2016; (ii) una estimación del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y (iii) una propuesta de medidas de sostenibilidad económica de la retribución a implementar en la futura Orden Ministerial.

Por su parte, en los Anexos IV, V y VI se recogen todos los costes considerados en el Presupuesto 2016.

¹⁰ Recogidas en las Ordenes IET/2355/2014, IET/2446/2014 e IET/389/2015

¹¹ “En el caso de almacenamientos subterráneos de carácter básico que se incluyan en el régimen retributivo durante el año 2015, las cantidades pendientes de reconocer, devengadas durante el periodo comprendido entre la fecha de puesta en servicio provisional y el 31 de diciembre de 2014, se incluirán en la liquidación definitiva del ejercicio 2014.”

Por último, en los Anexo VII, VIII y IX se recogen, 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.

Cuadro 18. Comparación de la Propuesta Retribución 2016 vs Presupuesto 2015

En Millones de €	Retribución 2015 Memoria Orden IET/2445/2014 (A)		Propuesta Retribución CNMC 2016				Variación (B) s/ (A)	
	Millones €	%	Reconocida a Publicar en BOE	Pte Reconocer y/o NO Publicados en BOE	Total (B)	%	Millones €	%
Actividad de Regasificación	454,96	15%	426,15	41,77	467,92	15%	13,0	3%
RCS	50,30	2%	72,91		72,91	2%	22,6	45%
RD	352,61	12%	342,55	1,90	344,45	11%	-8,2	-2%
Retrib. Financiera Gas NMLL	1,74	0%	1,34	0,58	1,92	0%	0,2	11%
Gas de Operación	17,16	1%		9,05	9,05	0%	-8,1	-47%
Retribución 2015 asociada Activos pendientes incluir Régimen Retributivo	0,00	0%		2,53	2,53	0%	2,5	
Retrib. Variable O&M	33,15	1%		27,70	27,70	1%	-5,4	-16%
Por Regasificación	18,42	1%		22,75	22,75	1%	4,3	23%
Por Carga en cisternas	2,10	0%		1,97	1,97	0%	-0,1	-6%
Por Transvase de buques	12,62	0%		2,99	2,99	0%	-9,6	-76%
Correcciones de RD y RF _{NMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	0,00	0%	9,35		9,35	0%	9,4	
Actividad de AASS	266,19	9%	67,65	73,85	141,50	5%	-124,7	-47%
RCS	6,05	0%	4,21		4,21	0%	-1,8	-30%
RD	43,59	1%	63,62	30,28	93,90	3%	50,3	115%
Minoración por Disposición Adicional 7ª Orden ITC/3802/2008	-0,71	0%	-0,71		-0,71	0%	0,0	0%
Ajustes de Retribución Costes O&M (2015)	0,00	0%		3,42	3,42	0%	3,4	
Gas de Operación	9,33	0%		7,37	7,37	0%	-2,0	-21%
Retribución 2015 asociada Activos pendientes incluir Régimen Retributivo	0,00	0%		32,50	32,50	1%	32,5	
Retribución 2013 asociada Activos pendientes incluir Régimen Retributivo	207,65	7%		0,00	0,00	0%	-207,6	-100%
Costes Liquidables por Condensados del GN extraído	0,27	0%		0,27	0,27	0%	0,0	0%
Correcciones de RD y RF _{NMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	0,00	0%	0,52		0,52	0%	0,5	
Actividad de Transporte	836,44	27%	861,13	30,08	891,21	30%	54,8	7%
RCS	227,96	7%	241,28		241,28	8%	13,3	6%
RD	581,51	19%	592,24	8,45	600,69	20%	19,2	3%
Retrib. Financiera Gas NMLL	1,89	0%	1,64	0,45	2,09	0%	0,2	11%
Gas de Operación	25,07	1%		20,03	20,03	1%	-5,0	-20%
Retribución 2015 asociada Activos pendientes incluir Régimen Retributivo	0,00	0%		1,16	1,16	0%	1,2	
Correcciones de RD y RF _{NMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	0,00	0%	25,96		25,96	1%	26,0	
Actividad de Distribución	1.383,17	45%	1.326,18	5,37	1.331,56	44%	-51,6	-4%
Retribución Activos	1.377,37	45%	1.325,96		1.325,96	44%	-51,4	-4%
Extracoste GLP	0,42	0%	0,23		0,23	0%	-0,2	-46%
Suministro a Tarifa en Territorios insulares	0,10	0%		0,10	0,10	0%	0,0	0%
Retribución Específica Distribución	5,27	0%		5,27	5,27	0%	0,0	0%
Gestión Técnica del Sistema	26,08	1%	22,83	1,14	23,97	1%	-2,1	-8%
Retribución Base	11,56	0%	22,83		22,83	1%	11,3	97%
Retribución por Incentivos	0,00	0%		1,14	1,14	0%	1,1	
Retribuciones Pendientes de Reconocer 2015	14,51	0%		0,00	0,00	0%	-14,5	
Operador del Mercado Organizado de Gas	2,00	0%	2,00		2,00	0%	0,0	0%
TASA MINETUR/CNMC	4,28	0%		4,09	4,09	0%	-0,2	-4%
Otros Costes	0,24	0%			0,00	0%	-0,2	-100%
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	23,45	1%	25,91	0,00	25,91	1%	2,5	11%
Retribución Financiera	17,53	1%	19,44		19,44	1%	1,9	11%
Retribución O&M	5,92	0%	4,16		4,16	0%	-1,8	-30%
Correcciones de RD y RF _{NMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	0,00	0%	2,31		2,31	0%	2,3	
Anualidad por Hibernación AASS CASTOR	19,42	1%	96,38	0,00	96,38	3%	77,0	396%
Pago Anual	0,00	0%	80,66		80,66	3%	80,7	
Retribución O&M	19,42	1%	15,72		15,72	1%	-3,7	-19%
Anualidad por Laudo de Paris	34,81	1%	36,30	0,00	36,30	1%	1,5	4%
Anualidad Devolución Principal Financiado	32,76	1%	32,76		32,76	1%	0,0	0%
Intereses	2,05	0%	3,54		3,54	0%	1,5	73%
Anualidad Financiación Deficit Acumulado a 31-dic-2014	0,00	0%	0,00	0,00	0,00	0%	0,0	
Anualidad Devolución Principal Financiado	0,00	0%		0,00	0,00	0%	0,0	
Intereses	0,00	0%		0,00	0,00	0%	0,0	
Desajustes Temporales 2015-2020, según Art.61 RD-Ley 8/2014	0,00	0%		0,00	0,00	0%	0,0	
Medidas de gestión de la demanda	0,00	0%			0,00	0%	0,0	
TOTAL	3.051,01	100%	2.864,53	156,31	3.020,84	100%	-30,17	-1%

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2. Retribución a publicar en el BOE

5.3.2.1. Retribución de la actividad de regasificación

En el Cuadro 19 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 el valor de la RCS correspondiente a 2016
- El reparto entre empresas de la RCS de 2016 y las correcciones del reparto de la RCS de 2015 por tener una mejor información sobre el volumen de gas regasificado en 2014 (dato real) y 2015 (previsión cierre).
- La corrección de Retribución por Disponibilidad (RD) y la Retribución Financiera del gas de nivel mínimo de llenado (RF_{NMLL}) correspondientes a 2014 y 2015, por la modificación de la Tr introducida por la Ley 8/2015
- El valor de la RD de 2016 excluidos los costes O&M Variables, la RF_{NMLL} de 2016 y la cantidad total a reconocer una vez adicionados la RCS 2016

En el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución reconocida recogida en el Cuadro 19, 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 para 2016 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 19. Detalle de la Retribución 2016 por la actividad de regasificación a publicar en BOE

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

Actualización del RCS ₂₀₁₅					
En GWh					
Gas Regasificado	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	2 ^o Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	
2014	100.257,847	Previsión Cierre	99.938,109	Real	
2015	107.843,699	Estimación	127.109,752	Previsión Cierre	
ΔDT	0,075663426		0,271884707		
RCS₂₀₁₄	48.211.976,00 €		48.211.976,00 €		
f^A	0,97		0,97		
1+ΔDT	1,075663426		1,271884707		
RCS₂₀₁₅	50.304.063,49 €		59.480.472,72 €		

Cálculo RCS ₂₀₁₆					
En GWh					
Gas Regasificado	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato			
2015	127.109,752	Previsión Cierre			
2016	140.403,460	Estimación			
ΔDT	0,104584484				
RCS₂₀₁₅	59.480.472,72 €				
f^A	0,97				
1+ΔDT	1,104584484				
RCS₂₀₁₆	63.730.171,05 €				

Retribución por Continuidad de Suministro en 2016

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2016	RCS 2016
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.829.703.192,79	1.760.940.984,93	57,2%	36.453.088,90
BBG	437.878.902,99	439.430.858,45	14,3%	9.096.620,66
Reganosa	323.241.715,50	354.290.110,07	11,5%	7.334.129,30
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	627.476.097,74	523.954.250,60	17,0%	10.846.332,18
Total General	3.218.299.909,02	3.078.616.204,06	100%	63.730.171,05

Corrección Reparto RCS 2015

En Euros	O IET/2445/2014			Nuevo Cálculo			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%	28.773.475,23	1.760.940.984,93	57,2%	34.022.299,39	5.248.824,16
BBG	439.430.858,45	14,3%	7.180.225,25	439.430.858,45	14,3%	8.490.033,66	1.309.808,41
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	5.789.039,95	354.290.110,07	11,5%	6.845.069,94	1.056.029,99
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	523.954.250,60	17,0%	8.561.323,06	523.954.250,60	17,0%	10.123.069,73	1.561.746,68
Total General	3.078.616.204,06	100%	50.304.063,49	3.078.616.204,06	100%	59.480.472,72	9.176.409,23

Corrección Retribución por Disponibilidad de 2014 y 2015, por modificación de la Tr por la Ley 8/2015

En Euros	Valor Neto a 31/12 año anterior [1]	Ret. Finan Ordenes IET/2355/2014 y IET/2445/2014		Nuevo Cálculo	Ajuste [2]
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.					
Año 2014	869.300.171,81	20.920.363,59	21.820.625,13	900.261,55	
Año 2015	783.463.668,47	35.960.982,38	39.878.300,72	3.917.318,34	
BBG					
Año 2014	117.789.259,96	2.834.687,29	2.956.671,78	121.984,49	
Año 2015	192.171.480,95	8.820.670,98	9.781.528,38	960.857,40	
Reganosa					
Año 2014	219.640.899,54	5.285.823,73	5.513.287,46	227.463,73	
Año 2015	202.374.096,88	9.288.971,05	10.300.841,53	1.011.870,48	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.					
Año 2014	399.301.859,00	9.609.500,08	10.023.023,65	413.523,57	
Año 2015	360.223.776,79	16.534.271,35	18.335.390,24	1.801.118,88	

(1) Incluye Instalaciones y adquisiciones de gas talón.

Retribución por disponibilidad 2016 y cantidad total a reconocer excluidos costes O&M Variables

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2016	RCS 2016	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	190.407.603,77	36.453.088,90	876.982,16	227.737.674,83	10.066.404,05	237.804.078,88
BBG	38.264.358,47	9.096.620,66	192.873,71	47.553.852,84	2.392.650,31	49.946.503,15
Reganosa	37.373.754,15	7.334.129,30	146.315,49	44.854.198,94	2.295.364,20	47.149.563,14
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	76.504.305,84	10.846.332,18	125.767,63	87.476.405,65	3.776.389,13	91.252.794,78
Total	342.550.022,23	63.730.171,05	1.341.938,98	407.622.132,26	18.530.807,69	426.152.939,95

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2.2. Retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo

En el Cuadro 20 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 el cálculo de la RCS correspondiente a 2016
- El reparto entre empresas de la RCS de 2016.
- 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 (Instalaciones y gas colchón del AASS de Marismas).
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2015 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 (dato real) y 2015 (previsión cierre).
- La corrección del valor de la RD correspondiente a 2014 y 2015, por la modificación de la Tr introducida por la Ley 8/2015
- 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 recogidas en el Cuadro 20, 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.

Cuadro 20. Detalle de la Retribución 2016 por la actividad de almacenamiento subterráneo a publicar en BOE

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

Actualización del RCS ₂₀₁₅					
En GWh					
Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	2 ^o Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	
2014	28.630,66	Previsión Cierre	28.779,15	Real	
2015	27.648,66	Estimación	24.756,13	Previsión Cierre	
ADT	-0,034298892		-0,139789584		
RCS₂₀₁₄	6.457.394,00	€	6.457.394,00	€	
f ^A	0,97		0,97		
1+ADT	0,965701108		0,860210416		
RCS₂₀₁₅	6.048.835,16	€	5.388.076,05	€	

Cálculo RCS ₂₀₁₆					
En GWh					
Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Cálculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato			
2015	24.756,13	Previsión Cierre			
2016	23.089,42	Estimación			
ADT	-0,067325063				
RCS₂₀₁₅	5.388.076,05	€			
f ^A	0,97				
1+ADT	0,932674937				
RCS₂₀₁₆	4.874.563,79	€			

Retribución por Continuidad de Suministro

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2016	RCS 2016
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	292.443.057,99	292.443.057,99	84,6%	4.123.179,62
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	53.293.114,34	15,4%	751.384,17
Total	345.736.172,33	345.736.172,33	100%	4.874.563,79

Corrección Repartos RCS 2014 y 2015

En Euros	O IET/2355/2014			Nuevo Cálculo			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.	183.917.454,20	100,0%	6.457.394,00	292.443.057,99	84,6%	5.462.026,25	-490.866,29
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.		0,0%	0,00	53.293.114,34	15,4%	995.367,75	490.866,29
Total	183.917.454,20	1,00	6.457.394,00	345.736.172,33	100%	6.457.394,00	0,00

En Euros	O IET/2445/2014			Nuevo Cálculo			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.	183.917.454,20	100,0%	6.048.835,16	292.443.057,99	84,6%	4.557.537,12	-1.491.298,05
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.		0,0%	0,00	53.293.114,34	15,4%	830.538,94	830.538,94
Total	183.917.454,20	1,00	6.048.835,16	345.736.172,33	100%	5.388.076,05	-660.759,11

Corrección Retribución por Disponibilidad de 2014 y 2015, por modificación de la Tr por la Ley 8/2015

En Euros	Ordenes IET/2355/2014 y IET/2445/2014		Nuevo Cálculo		Ajuste [3]
	Valor Neto a 31/12 año anterior	Ret. Financiera (Tr ₅₋₇₋₁₄ =5,09% y Tr ₁₇₋₁₀₋₁₆ =4,59%)	Ret. Financiera (Tr=5,09%)		
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.					
Año 2014	98.332.276,06	2.366.440,31	2.468.274,83	101.834,52	
Año 2015	84.068.079,70	3.858.724,86	4.279.065,26	420.340,40	

Retribución por disponibilidad 2016 y cantidad total a reconocer excluidos costes O&M

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2016 sin Costes O&M	RCS 2016	Minoración por D.A. 7 ^a Orden ITC/3802/2008	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]+[3]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	28.091.118,19	4.123.179,62	-705.329,00	31.508.968,81	-1.459.989,42	30.048.979,40
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	5.233.938,34	751.384,17		5.985.322,51	1.321.405,23	7.306.727,73
Total	33.325.056,53	4.874.563,79	-705.329,00	37.494.291,32	-138.584,19	37.355.707,13

Retribución Provisional por costes de operación y mantenimiento

En Euros	RCI O&Mín	RCD O&Mín	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

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2.3. Retribución de la actividad de transporte

En el Cuadro 21 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas por la actividad de transporte.

La información que es necesario publicar es:

- El valor de la actualización de la RCS de 2015 y el cálculo de la RCS correspondiente a 2016
- El reparto entre empresas de la RCS de 2016.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2014 por haber sido incluidas en el régimen retributivo instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2014.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2015 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 (dato real) y 2015 (previsión cierre).
- La corrección de la RD correspondiente a 2014 y 2015, por la modificación de la Tr introducida por la Ley 8/2015
- La retribución a cuenta a reconocer a las instalaciones de transporte puestas en servicio desde diciembre de 2014 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 2016 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 2016 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 21, 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 21. Detalle de la Retribución 2016 por la actividad de transporte a publicar en BOE

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

Actualización del RCS₂₀₁₅

En GWh			2º Cálculo	
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
2014	297.041,562	Previsión Cierre	290.663,792	Real
2015	299.398,475	Estimación	302.231,799	Previsión Cierre
ΔDT	0,007934623		0,039798583	
RCS₂₀₁₄	233.164.337,00 €		233.164.337,00 €	
f ^A	0,97		0,97	
1+ΔDT	1,007934623		1,039798583	
RCS₂₀₁₅	227.963.975,80 €		235.170.628,78 €	

Calculo RCS₂₀₁₆

En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
2015	302.231,799	Previsión Cierre
2016	310.123,271	Estimación
ΔDT	0,026110661	
RCS₂₀₁₅	235.170.628,78 €	
f ^A	0,97	
1+ΔDT	1,026110661	
RCS₂₀₁₆	234.071.756,55 €	

Retribución por Continuidad de Suministro

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 2016
	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,0%	0,00			0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,67	54,3%	127.010.490,80	2.499.188.935,73	29,9%	70.017.460,52	197.027.951,32
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	127.524.132,16	1,5%	3.572.725,44	125.188.908,30	1,5%	3.507.301,64	7.080.027,08
Gas Natural Transporte SDG, S.L.			0,00	58.820.952,05	0,7%	1.647.932,11	1.647.932,11
Cegas, S.A.	19.223.760,91	0,2%	538.574,30	21.515.179,28	0,3%	602.770,84	1.141.345,14
Gas Andalucía S.A.	1.238.746,60	0,0%	34.704,82	35.045.174,48	0,4%	981.828,18	1.016.532,99
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	13.461.891,93	0,2%	377.149,35	28.067.145,36	0,3%	786.331,20	1.163.480,55
Reganosa	50.514.787,36	0,6%	1.415.225,99	21.804.100,85	0,3%	610.865,29	2.026.091,28
Gas Extremadura Transporte, S.L.	29.141.442,46	0,3%	816.428,79	39.295.393,61	0,5%	1.100.902,63	1.917.331,42
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,2%	452.045,06	203.063.772,18	2,4%	5.689.049,53	6.141.094,59
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,2%	2.888.788,63	189.541.747,74	2,3%	5.310.215,51	8.199.004,14
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.495.234,40	0,1%	153.954,89			0,00	153.954,89
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	179.830.738,00	2,2%	5.038.151,15	19.391.231,72	0,2%	543.266,17	5.581.417,32
Gas Navarra, S.A.			0,00	14.571.095,52	0,2%	408.224,88	408.224,88
Redexis Gas Murcia, S.A.			0,00	20.251.547,63	0,2%	567.368,84	567.368,84
Total	5.079.164.287,99	60,8%	142.298.239,21	3.275.745.184,47	39,2%	91.773.517,34	234.071.756,55

Corrección Reparto RCS 2014

En Euros	O IET/2445/2014			Nuevo Cálculo			Ajuste RCS ₂₀₁₄ Prórata 180 días [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	
ENAGAS, S.A.		0,0000%	0,00	0,00	0,0000%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	6.765.042.040,00	84,7984%	197.719.667,37	7.010.799.557,27	85,2382%	198.744.994,18	505.640,62
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,1587%	7.364.900,10	251.992.426,47	3,0638%	7.143.583,68	-109.142,34
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	237.812.710,47	2,9809%	6.950.474,18	23.978.767,62	0,2915%	679.759,85	-3.092.407,07
Cegas, S.A.	40.812.831,19	0,5116%	1.192.823,26	40.738.940,19	0,4953%	1.154.884,04	-18.709,75
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,4548%	1.060.458,27	36.283.921,08	0,4411%	1.028.591,35	-15.715,19
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,5206%	1.213.755,56	41.529.037,29	0,5049%	1.177.282,02	-17.986,95
Reganosa	72.318.888,21	0,9065%	2.113.640,45	72.318.888,21	0,8793%	2.050.125,23	-31.322,58
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.298.495,78	0,8561%	1.996.137,75	68.436.836,06	0,8321%	1.940.075,23	-27.647,27
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.495.234,40	0,0689%	160.607,42	5.495.234,40	0,0668%	155.781,13	-2.380,09
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	177.639.525,49	2,2267%	5.191.812,21	180.006.848,29	2,1885%	5.102.907,28	-43.843,53
Redexis Gas, S.A.	260.316.158,62	3,2630%	7.608.175,07	259.420.159,43	3,1541%	7.354.148,08	-125.273,59
Gas Natural Distribución SDG, S.A.		0,0000%	0,00	199.130.719,05	2,4211%	5.645.038,52	2.783.854,61
Gas Navarra, S.A.		0,0000%	0,00	14.571.095,52	0,1772%	413.067,34	203.704,44
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2538%	591.885,34	20.251.547,63	0,2462%	574.099,10	-8.771,30
Total	7.977.792.816,65	100,0000%	233.164.336,98	8.224.953.978,53	100,0000%	233.164.337,00	0,01

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 21. Detalle de la Retribución 2016 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)

Corrección Reparto RCS 2015

En Euros	O IET/2445/2014			Nuevo Cálculo			Ajuste RCS ₂₀₁₅ [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	
ENAGAS, S.A.		0,0000%	0,00	0,00	0,00000%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	6.786.917.937,10	84,2409%	192.038.918,00	7.032.675.454,40	84,39800%	198.479.309,16	6.440.391,16
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,1278%	7.130.240,00	251.992.426,47	3,02412%	7.111.842,86	-18.397,14
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	237.812.710,48	2,9518%	6.729.018,00	53.010.240,91	0,63617%	1.496.078,71	-5.232.939,29
Cegas, S.A.	40.812.831,19	0,5066%	1.154.818,00	40.738.940,19	0,48890%	1.149.752,57	-5.065,43
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,09	0,4504%	1.026.670,00	36.283.921,08	0,43544%	1.024.021,03	-2.648,97
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,5155%	1.175.083,00	41.529.037,29	0,49838%	1.172.051,05	-3.031,95
Reganosa	72.318.888,21	0,8976%	2.046.296,00	72.318.888,21	0,86789%	2.041.015,98	-5.280,02
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.298.495,79	0,8477%	1.932.537,00	68.436.836,06	0,82130%	1.931.454,97	-1.082,03
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.495.234,40	0,0682%	155.490,00	5.495.234,40	0,06595%	155.088,96	-401,04
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	201.295.992,23	2,49854%	5.695.760,00	203.663.315,03	2,44413%	5.747.877,08	52.117,08
Redexis Gas, S.A.	293.549.578,49	3,6436%	8.306.118,00	292.653.579,28	3,51209%	8.259.400,08	-46.717,92
Gas Natural Distribución SDG, S.A.			0,00	199.130.719,05	2,38974%	5.619.956,13	5.619.956,13
Gas Navarra, S.A.			0,00	14.571.095,52	0,17487%	411.231,97	411.231,97
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2514%	573.027,00	20.251.547,63	0,24304%	571.548,23	-1.478,77
Total	8.056.558.600,37	100,0%	227.963.975,00	8.332.751.235,54	100,0%	235.170.628,78	7.206.653,78

Corrección Retribución por Disponibilidad de 2014 y 2015, por modificación de la Tr por la Ley 8/2015

En Euros	Valor Neto a 31/12 año anterior (1)	Ret. Finan Ordenes IET/2355/2014 y IET/2445/2014		Nuevo Cálculo	Ajuste [3]
ENAGAS, S.A.					
Año 2014	0,00	0,00		0,00	0,00
Año 2015	0,00	0,00		0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.					
Año 2014	3.594.474.453,40	86.503.735,89		90.226.232,72	3.722.496,83
Año 2015	3.473.036.782,88	159.412.388,33		176.777.572,25	17.365.183,91
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.					
Año 2014	182.600.411,99	4.394.416,49		4.583.520,48	189.103,99
Año 2015	176.314.181,63	8.092.820,94		8.974.391,85	881.570,91
Gas Natural Transporte SDG, S.L.					
Año 2014	16.604.368,52	399.596,64		416.792,40	17.195,76
Año 2015	16.141.839,45	740.910,43		821.619,63	80.709,20
Cegas, S.A.					
Año 2014	19.027.545,68	457.912,22		477.617,46	19.705,24
Año 2015	18.475.504,94	848.025,68		940.403,20	92.377,52
Gas Andalucía S.A.					
Año 2014	26.842.687,50	645.989,50		673.788,23	27.798,73
Año 2015	26.053.448,31	1.195.853,28		1.326.120,52	130.267,24
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)					
Año 2014	29.247.402,65	703.860,78		734.149,87	30.289,09
Año 2015	28.359.548,65	1.301.703,28		1.443.501,03	141.797,74
Reganosa					
Año 2014	56.618.253,30	1.362.560,92		1.421.195,72	58.634,79
Año 2015	54.960.099,92	2.522.668,59		2.797.469,09	274.800,50
Gas Extremadura Transporte, S.L.					
Año 2014	44.469.140,06	1.070.183,36		1.116.236,33	46.052,97
Año 2015	43.195.548,62	1.981.029,76		2.198.653,42	217.623,67
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.					
Año 2014	3.371.846,79	81.146,03		84.637,97	3.491,94
Año 2015	3.271.129,28	150.144,83		166.500,48	16.355,65
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.					
Año 2014	165.952.288,89	3.993.766,86		4.165.629,78	171.862,92
Año 2015	185.029.853,57	8.492.870,28		9.418.019,55	925.149,27
Redexis Gas, S.A.					
Año 2014	148.055.559,88	3.563.068,60		3.716.397,37	153.328,77
Año 2015	165.555.627,93	7.599.003,32		8.426.781,46	827.778,14
Gas Natural Distribución SDG, S.A.					
Año 2014	75.997.414,19	1.828.935,03		1.907.639,20	78.704,17
Año 2015	72.197.622,29	3.313.870,86		3.674.858,97	360.988,11
Gas Navarra, S.A.					
Año 2014	8.975.874,71	216.011,19		225.306,75	9.295,56
Año 2015	8.726.497,87	400.546,25		444.178,74	43.632,49
Redexis Gas Murcia, S.A.					
Año 2014	13.153.693,11	316.553,54		330.175,72	13.622,18
Año 2015	12.812.695,58	588.102,73		652.166,21	64.063,48
Total					
Año 2014	4.385.390.940,67	105.537.737,05		110.079.320,00	4.541.582,95
Año 2015	4.284.130.380,94	196.639.938,56		218.062.236,39	21.422.297,83

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 21. Detalle de la Retribución 2016 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)

Retribución a Cuenta de Instalaciones de Transporte

Instalación	Empresa	Fecha P.E.M	VAI a valores unitarios	Retribución Disponibilidad		
				2014	2015	2016
ERM G-4000 en Pos 45.02 (BARAKALDO) del Gto Arrigoriaga-Barakaldo-Santurtzi	ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	15-ene.-15	828.706,10	0,00	100.590,42	179.539,68
Gasoducto SON REUS-INCA-ALCUDIA	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	11.280.260,79	0,00	109.966,53	1.076.104,86
Posición SANSO-02 (PALMA DE MALLORCA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	569.611,80	0,00	0,00	43.233,54
Pos. SONALCU-01 (SANTA MARIA DEL CAMI) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	307.024,80	0,00	0,00	23.303,18
Pos. SONALCU-02 (CONSELL) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	307.024,80	0,00	0,00	23.303,18
Pos. SONALCU-03 (INCA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	307.024,80	0,00	0,00	23.303,18
Pos. SONALCU-04 (SA POBLA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	307.024,80	0,00	0,00	23.303,18
Pos. SONALCU-05 (ALCUDIA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	569.611,80	0,00	0,00	43.233,54
ERM G-250 en pos. SONALCU-01 (SANTA MARIA DEL CAMI) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
ERM G-250 en pos. SONALCU-02 (CONSELL) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
ERM G-250 en pos. SONALCU-03 (INCA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
ERM G-250 en pos. SONALCU-04 (SA POBLA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
ERM G-250 en pos. SONALCU-05 (ALCUDIA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
EM G-2500 en pos. SONALCU-05 (ALCUDIA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	491.947,52	0,00	32.659,88	106.758,13
Gto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo entre Pos 002 y Pos 008	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	20.406.465,65	0,00	1.946.718,90	1.920.751,67
Pos. 001 Inicial (Ribadeo) del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	1.111.469,16	0,00	84.360,51	82.946,16
Pos. 002 Ribadeo del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 003 Barreiros del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 004 Foz del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 005 Burela del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 006 Cervo del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 007 Alcoa del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 008 Xove del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 009 Viveiro del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	1.111.469,16	0,00	84.360,51	82.946,16
ERM G-100 en Pos. 002 Ribadeo del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	264.818,00	0,00	65.507,50	65.058,19
ERM G-160 en Pos. 003 Barreiros del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	270.494,00	0,00	70.530,61	70.071,67
ERM G-100 en Pos. 004 Foz del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	264.818,00	0,00	65.507,50	65.058,19
ERM G-160 en Pos. 005 Burela del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	270.494,00	0,00	70.530,61	70.071,67
ERM G-160 en Pos. 006 Cervo del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	270.494,00	0,00	70.530,61	70.071,67
EM G-1000 en Pos. 007 Alcoa del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	311.406,00	0,00	77.178,27	76.649,91
ERM G-400 en Pos. 007 Alcoa del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	294.357,00	0,00	78.093,67	77.594,25
ERM G-65 en Pos. 008 Xove del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	261.560,00	0,00	61.733,07	61.289,29
Gto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo entre Pos 001 y Pos 002	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	12-ene.-15	2.910.015,33	0,00	52.008,95	277.607,20
Gto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo entre Pos 008 y Pos 009	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	12-ene.-15	2.635.877,81	0,00	47.109,46	251.455,26
ERM G-100 en Pos. 009 Viveiro del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	16-mar.-15	264.818,00	0,00	32.400,75	65.507,50
Tercera Línea ERM G-400 (ERP-03-28) en Pos Juneda del Gto Subirats-Manresa-Leida	Gas Natural Distribución SDG, S.A.	3-mar.-15	104.938,27	0,00	0,00	8.839,30
Total			51.311.489,91	0,00	3.492.621,64	5.467.636,27

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 21. Detalle de la Retribución 2016 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)

Retribución por disponibilidad y cantidad total a reconocer

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]	Total 2016
	Retribución Disponibilidad (RD) 2016	RCS 2016	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual	Retribución Disponibilidad (RD) 2016	RCS 2016	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual		
ENAGAS, S.A.	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.	262.970.210,83	127.010.490,80	1.346.113,61	391.326.815,24	223.205.808,52	70.017.460,52	209.581,92	293.432.850,95	28.033.712,52	712.793.378,72
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	9.779.321,51	3.572.725,44	2.659,54	13.354.706,48	11.165.144,94	3.507.301,64	18.105,33	14.690.551,91	1.043.725,83	29.088.984,22
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	5.427.893,30	1.647.932,11	389,54	7.076.214,94	-5.102.574,10	1.973.640,84
Cegas, S.A.	741.977,00	538.574,30	607,13	1.281.158,42	1.480.421,00	602.770,84	2.375,75	2.085.567,60	88.307,59	3.455.033,60
Gas Andalucía S.A.	102.392,30	34.704,82	72,65	137.169,77	2.748.923,83	981.828,18	1.666,90	3.732.418,91	139.701,81	4.009.290,49
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.259.259,12	377.149,35	544,05	1.636.952,51	1.871.243,28	786.331,20	1.593,79	2.659.168,28	151.067,93	4.447.188,72
Reganosa	3.865.158,64	1.415.225,99	0,00	5.280.384,63	2.141.698,08	610.865,29	0,00	2.752.563,37	296.832,70	8.329.780,70
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.800.117,82	816.428,79	5.273,85	2.621.820,47	3.270.979,00	1.100.902,63	332,46	4.372.214,09	234.947,34	7.228.981,89
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	366.781,13	153.954,89	2.451,81	523.187,83	0,00	0,00	0,00	0,00	17.066,46	540.254,29
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	1.289.916,01	452.045,06	832,32	1.742.793,39	21.018.072,41	5.689.049,53	10.049,26	26.717.171,20	1.372.449,65	29.832.414,24
Redexis Gas, S.A.	5.605.895,75	2.888.788,63	5.499,43	8.500.183,81	13.001.907,89	5.310.215,51	17.992,69	18.330.116,09	809.115,41	27.639.415,31
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	11.626.217,83	5.038.151,15	15.124,04	16.679.493,01	1.721.928,98	543.266,17	1.102,19	2.266.297,34	8.843.503,03	27.789.293,37
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	945.188,84	408.224,88	1.100,39	1.354.514,11	667.864,46	2.022.378,57
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	1.341.545,97	567.368,84	0,00	1.908.914,81	67.435,59	1.976.350,40
Total	299.407.247,94	142.298.239,21	1.379.178,42	443.084.665,57	289.340.756,03	91.773.517,34	264.290,23	381.378.563,59	36.663.156,20	861.126.385,36

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2.4. Retribución de la actividad de distribución

El Cuadro 22 recoge, para cada empresa distribuidora, los valores de retribución anual, así como los ajustes de los años 2014 y 2015 por los desvíos en las previsiones de demanda y puntos de suministro, los cuales determinan la retribución final a publicar en el BOE.

Cuadro 22. Detalle de la Retribución 2016 por la actividad de distribución a publicar en BOE

En €	Retribución Provisional Año 2016	Ajuste Retribución de 2015	Ajuste Retribución de 2014	Retribución a Publicar en O. Ministerial
Naturgas Energía Distribución, S.A.	170.689.404,14	-4.545.101	-3.713.472	162.430.831
Gas Directo, S.A.	1.571.794,18	-8.084	78.351	1.642.062
Redexis Gas, S.A.	80.991.991,63	-870.178	-3.399.843	76.721.971
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.047.115,71	127.940	121.826	12.296.882
Tolosa Gas, S.A.	757.099,66	-26.315	-37.800	692.985
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	585.809.442,77	-19.359.691	-13.166.775	553.282.977
Gas Natural Andalucía, S.A.	64.679.284,46	-122.603	-126.421	64.430.260
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.824.165,98	-1.443.727	-1.112.746	39.267.693
Gas Natural Castilla y León, S.A.	77.155.394,92	-3.564.962	-2.145.884	71.444.549
CEGAS, S.A.	120.248.811,45	-1.127.371	-418.460	118.702.981
Gas Galicia SDG, S.A.	38.195.879,41	233.179	-106.715	38.322.343
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.488.405,55	-413.394	-192.070	14.882.942
Gas Navarra, S.A.	26.986.515,91	-1.326.503	-803.119	24.856.894
Gas Natural Rioja, S.A.	14.174.732,95	-492.559	-337.879	13.344.296
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	564.541,17	-150.656	9.938	423.823
Madrileña Red de Gas, S.A.	138.020.312,67	-2.432.940	-2.148.062	133.439.310
TOTAL	1.389.204.893	-35.522.965	-27.499.129	1.326.182.799

Fuente: Elaboración Propia

Las retribuciones indicadas han sido determinadas teniendo en cuenta los datos reales de demanda 2014 aplicable a la distribución son los obtenidos del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) y los escenarios de demanda previstos por esta Comisión para los años 2015 y 2016.

Como puede verse en el cuadro adjunto, los escenarios previstos por la CNMC son, respectivamente, un 1,7% y un 2,3% inferiores a los resultantes de agregar las previsiones de demanda de transportistas y distribuidores, siendo más amplias las diferencias en 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 Anexo V 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 23. Comparación Escenarios Demanda 2015 y 2016 previstos por CNMC vs los agregados de las Empresas

En GWh	Previsión Demanda Año 2015			Previsión Demanda Año 2016		
	Cias	CNMC	Dif%	Cias	CNMC	Dif%
Peaje 3.1-3.2 (P<4bar y Cons<50MWh/año)	41.541	40.983	-1,3%	43.460	40.511	-6,8%
Peaje 3.3-3.4 (P<4bar y Cons>50MWh/año)	24.446	22.290	-8,8%	25.001	21.775	-12,9%
Peaje 3.5 (P<4bar y Cons>8 GWh/año)	5.233	4.347	-16,9%	5.407	4.468	-17,4%
Peajes Grupo 2 e Interrumpible (P entre 4bar y 60 bar)	119.783	116.593	-2,7%	122.908	117.714	-4,2%
Peajes Grupo 1, Mat Prima e Interr (P entre 4bar y 60 bar)	117.904	118.824	0,8%	122.173	126.542	3,6%
Suministros GNL Directo a Consumidor Final	8.793	9.288	5,6%	8.743	9.233	5,6%
Demanda Nacional	317.699	312.325	-1,7%	327.692	320.242	-2,3%

Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, se han adecuado las cifras comunicadas por las empresas relativas al número de nuevos puntos de suministro en municipios de gasificación reciente (aquellos dónde se distribuye gas natural desde el 1 de enero de 2014)¹³, porque al analizarlas se han observado discrepancias con la información que dispone esta Comisión en sus Bases de Datos: (1) Información de Proyectos de Retribución Específica, (2) Sistema de Liquidaciones (SIFCO), y (3) Sistema de Información de Consumidores y Puntos de Suministro (SIPS) de gas y de electricidad¹⁴. De acuerdo con la información de estas Bases de Datos, se ha observado que:

- 38 de los 354 municipios informados por las empresas (6 de ellos se informan por dos distribuidoras a la vez) tenían consumidores con suministro anterior a 2014 y/o habían percibido Retribución Específica tras acreditar la puesta en servicio de la antena y red de distribución con anterioridad a dicho año. En consecuencia, se ha valorado la captación de nuevos puntos de suministro en estos municipios como cualquier otro punto de suministro ubicado en municipios con distribución de gas natural con anterioridad a 2014.
- El número de puntos de suministro en los peajes 3.1-3.4 comunicado por las empresas en los municipios que iniciaron el suministro en 2014 (42), era sensiblemente superior existente en las bases de datos de la CNMC por sus sistemas de información (7.188 vs 3.904). Por ello, y por el impacto en la retribución, se ha considerado, provisionalmente, la cifra menor de las que tiene conocimiento la CNMC.
- 6 de los 274 municipios donde estaba previsto iniciar el suministro en 2015 y 2016, ya contaban con puntos de suministro en 2014. Por lo que,

¹³ La retribución de estos puntos de suministro es 20 €/año superior al del resto de puntos de suministro durante los primeros 5 años de desarrollo de la red de distribución en el municipio.

¹⁴ Base de datos creada con objeto de cumplir las competencias atribuidas a la CNMC establecidas en la DT 3ª de la Ley 24/2013, y las funciones establecidas en el artículo 3 del Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador, de forma que pueda disponerse de una base de datos consolidada para hacer frente a las solicitudes de información que se realicen por parte de los comercializadores, y todo ello conforme a las especificaciones recogidas en las Disposiciones finales segunda y tercera de dicho Real Decreto.

se ha tenido en cuenta dicho número de puntos en el cálculo de la retribución 2014 (95 PS en los peajes 3.1-3.4 y 3 PS en el resto).

En el cuadro adjunto, se recoge el número de puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a considerar en el cálculo de la retribución inicialmente comunicado por las empresas distribuidoras, y el valor finalmente utilizado en el cálculo, una vez realizadas las comprobaciones indicadas.

Cuadro 24. Comparación Escenarios Nº Punto de Suministro en Municipios de Reciente Gasificación declarado por las Empresas y Resultante de las Comprobaciones CNMC

[INICIO CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración Propia
(1) En los cálculos se agrega a GN distribución

[FIN CONFIDENCIAL]

En cualquier caso, a la vista de las incidencias detectadas, se considera que la retribución 2014 de la actividad de distribución debería declararse provisional, en tanto en cuanto no se verifiquen y concilien mediante pruebas adicionales cuáles son los municipios que deben declararse de reciente gasificación en 2014 y cuáles son los puntos de suministro que se conectaron 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.

5.3.2.5. Retribución del Gestor Técnico del Sistema – ENAGAS GTS, S.A.U.

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. Esta cantidad podría 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

5.3.2.6. Retribución del Operador del Mercado Organizado de Gas – MIBGAS, S.A.

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 8/2015¹⁵, 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 fijen 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 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.

Por su parte, el proyecto de Real Decreto por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, informado por esta Comisión el 30 julio de 2016 (IPN/DE/013/15), reconoce en su Disposición Transitoria Tercera una retribución provisional a cuenta al Operador del Mercado de 2.000.000 € hasta la aprobación de la retribución transitoria establecida en la DT2^a de la Ley 8/2015.

Se considera conveniente establecer una retribución provisional a cuenta para el año 2016 idéntica a la propuesta por el proyecto de Real Decreto, dado que esta Comisión no dispone de información suficiente para proponer una retribución provisional del mercado organizado de gas y aún no se ha publicado el citado Real Decreto, ni MIBGAS, S.A. ha remitido aún su propuesta de retribución,

Adicionalmente, se considera necesario que se establezca que dicha retribución provisional se abone por el sistema de liquidaciones y que, posteriormente, se liquide la diferencia entre la retribución provisional a cuenta,

¹⁵ 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

y la retribución transitoria que se establezca de conformidad con la D.T. 2ª de la Ley 8/2015, de 21 de mayo.

5.3.2.7. 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 13/2012¹⁶, 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 DGPEyM 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 el valor bruto de inversión en 381.944.592,90 € para el cálculo de anualidades futuras de retribución financiera transitoria,

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.

Atendiendo a lo recogido en la Resolución de la DGPEyM y en la propuesta de Orden informada para el año 2016, 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 € (80% del valor reconocido en 2013) por la hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel

¹⁶ *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.*

Además es necesario reconocerle la cantidad de 2.305.271,06 € (395.548,10 € del 2014 y 1.909.722,96 € del 2015) por las correcciones a efectuar en la retribución financiera de los ejercicios 2014 y 2015¹⁷ al establecerse una nueva Tr (5,09% en lugar de 4,59%) a aplicar desde el 17 de octubre de 2014 como consecuencia del nuevo redactado del Artículo 65.2 de la Ley 18/2014 establecido por la Disposición Final Cuarta de la Ley 8/2015.

En consecuencia, el Cuadro 25 recoge las cantidades a publicar en el BOE en concepto de retribución por la hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel

Cuadro 25. Detalle Retribución 2016 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
Ajustes	
Corrección 2014 por Tr	395.548,10
Corrección 2015 por Tr	1.909.722,96
Total	2.305.271,06
Total Anual	25.910.795,64

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2.8. Hibernación del almacenamiento subterráneo “CASTOR”

El Real Decreto-ley 13/2014, de 4 de octubre, *por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares*, estableció la hibernación de las instalaciones y la extinción de la concesión a ESCAL, reconociéndose un valor neto de inversión sin incluir el gas colchón¹⁸ de 1.350.729.000 €, y sin perjuicio de los derechos retributivos – retribución financiera y costes de O&M– incurridos desde la fecha de puesta en marcha hasta la fecha de entrada en vigor del citado Real Decreto-ley (art. 4.3).

Además, el artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014 establece que el titular del derecho de cobro por parte del sistema será ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. a quien se le reconoce el derecho de cobro de dicho pago a partir del año 2016

¹⁷ Recogidas en las Ordenes IET/2355/2014, IET/2446/2014 e IET/389/2015

¹⁸ La Resolución de 3 de abril de 2013 de la DGPEM que estableció las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2013 de gas colchón de Yela y Castor, autoriza, en su condicionado segundo el acuerdo por el que ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. se subroga en los derechos y obligaciones de ESCAL relativos a la inyección del gas colchón en Castor. La retribución de dicho gas fue objeto de otro expediente.

durante un periodo 30 años, permitiendo ser, total o parcialmente, cedido, transmitido, descontado, pignorado o gravado a favor de terceros

Señalar que, en fecha 17 de marzo de 2015, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó las resoluciones sobre la cesión del derecho de cobro relativo a la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo de Castor y reconocido en el artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014, del titular inicial (ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.) a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** Dichas entidades abonaron, por cuenta de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., el importe de 1.350.729 miles de euros a ESCAL UGS, S.L.

Asimismo, el citado artículo 5 señala que la Orden Ministerial *“en la que se aprueben los peajes y cánones asociados al acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema de gas natural reconocerá de forma expresa la anualidad correspondiente para hacer frente a dicho derecho de cobro”*, recogiendo su fórmula de cálculo¹⁹ y el tipo de interés fijo del 4,267% a aplicar. Por aplicación de los mismos, la cantidad anual a pagar en 2016 para hacer frente al derecho de cobro reconocido será de 80.664.725 €.

Por otra parte, el Real Decreto-ley también establece²⁰ 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 2016 un importe idéntico al establecido por la Orden IET/2445/2014 en 2015 (15.718.229 €) en concepto de retribución a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.

¹⁹ Se aplicará la siguiente fórmula:

$$R_i = \left(\frac{Tr}{1 - (1 + Tr)^{-30}} \right) \times Ct$$

Donde,

Ri es la cantidad anual a pagar el año «i», expresada en miles de euros.

Tr es la tasa financiera de retribución igual a un tipo de interés anual fijo, expresado en tanto por uno, de 0,04267.

Ct es la compensación del importe 1.350.729 miles de euros.

²⁰ Artículos 3 y 6

por 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 26 recoge las cantidades a publicar en el BOE en concepto de retribución provisional de O&M por la hibernación del AASS de Castor

Cuadro 26. Detalle Retribución 2016 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 Concesión AASS CASTOR	80.664.725,00		80.664.725,00
Total	80.664.725,00	15.718.229,00	96.382.954,00

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2.9. Pago Laudo de Paris

El Artículo 66 de la Ley 18/2014 establece que a los costes del sistema gasista enumerados en el artículo 59.4 de la citada Ley, se les adicionará *“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.”*

Y a continuación añade que *“la cantidad total a recaudar por este recargo se cuantifica en 163.790.000 euros, que se recuperarán en un periodo de 5 años. Anualmente, a partir del año 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2019 incluido, se recuperarán 32.758.000 euros, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que será aprobado por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.”*

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.

Al no haberse publicado la Orden Ministerial por la que se fijan los tipos de interés definitivos hasta el momento, se ha realizado el cálculo del tipo de interés, ver epígrafe 2 del Anexo VI, 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 dicho informe 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.

El coste de financiación de la empresa titular resultante de aplicar la metodología sería del 1,201%. Este coste supone un diferencial de 23 puntos básicos respecto a la media de cotización de octubre, noviembre y diciembre de 2014 del bono español a 5 años. No obstante, el tipo de interés final se ajustará, en su caso, en función de la metodología de determinación del tipo de interés que se establezca.

Los intereses a satisfacer en 2016 serían 1.574.033,28 € y, por tanto, el importe correspondiente al año 2016 (anualidad e intereses) ascendería a un importe de 34.332.033,28 €.

Adicionalmente, es necesario tener en cuenta que los intereses devengados durante el año 2015 (1.967.541,60 €) no se han pagado aún con cargo a las liquidaciones del ejercicio 2015 por no haberse reconocido todavía.

Para resumir, el Cuadro 27 recoge las cantidades a publicar en el BOE asociada al Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París.

Cuadro 27. Detalle de la Retribución 2016 asociada al Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París a publicar en BOE

En Euros	SAGANE
Anualidad	32.758.000,00
Intereses 2016	1.574.033,28
Importe 2016	34.332.033,28
Ajustes	
Intereses Ejercicio 2015	1.967.541,60
Total Año 2016	36.299.574,88

Fuente: Elaboración Propia

En cualquier caso, esta Comisión recomienda que se fije en la próxima Orden por la que se determina la retribución de las instalaciones gasistas: (1) la metodología definitiva para determinar el tipo de interés aplicable, (2) el tipo de interés aplicable a los 163.790.000 euros, (3) las cantidades pendientes de reconocer por intereses a satisfacer desde el 1 de enero de 2015 y (4) el ejercicio de liquidación en el que deben ser pagados.

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

Finalmente, en el Cuadro 28 se recoge la Propuesta de Retribución Anual a publicarse en la Orden Ministerial (2.858 M€), desglosada por empresa y actividad regulada, para el año 2016, así como una comparación con los

valores de retribución 2015 publicados en la Orden IET/2445/2014 y actualizados por la Orden IET/389/2015.

Cuadro 28. Propuesta de Retribución Fija Reconocida Anual por Empresa y Actividad Regulada para 2016 y comparación con Retribución 2015 publicada en O. IET/2445/2014

Empresa	Actividades Reguladas 2016								Propuesta OM		Valores a O.IET/2445/2014 Retribución Año 2015	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			€	%	
									Desvíos 2014-2015	Año 2016				Total
ENAGAS GTS				22.825.000,00							22.825.000,00	11.561.060,00	11.263.940,00	97,4%
MIBGAS					2.000.000,00						2.000.000,00			-
ENAGAS, S.A.		0,00									0,00		0,00	-
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	237.804.078,88	712.793.378,72	59.524.004,82			25.910.795,64	15.718.229,00				1.051.750.487,06	969.468.146,26	82.282.340,80	8,5%
ENAGAS TRANSPORTE NORTE, S.A.		29.088.984,22									29.088.984,22	31.132.528,65	-2.043.544,43	-6,6%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	91.252.794,78	540.254,29									91.793.049,06	85.925.788,15	5.867.260,91	6,8%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	47.149.563,14	8.329.780,70									55.479.343,83	51.017.531,96	4.461.811,87	8,7%
Bahía Bizkaia Gas, S.L	49.946.503,15										49.946.503,15	45.277.729,00	4.668.774,15	10,3%
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.			8.128.394,27								8.128.394,27		8.128.394,27	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.		1.973.640,84									1.973.640,84	22.560.921,72	-20.587.280,88	-91,3%
Gas Extremadura Transporte, S.L.		7.228.981,89									7.228.981,89	6.837.960,40	391.021,49	5,7%
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.		29.832.414,24									29.832.414,24		29.832.414,24	
Redexis Gas, S.A.		27.639.415,31									104.361.385,92	114.637.497,18	-10.276.111,26	-9,0%
Redexis Gas Murcia, S.A.		1.976.350,40									16.859.292,20	16.537.487,43	321.804,77	1,9%
Naturgas Energía Distribución, S.A.											162.430.830,71	176.763.921,00	-14.333.090,29	-8,1%
Tolosa Gas, S.A.											692.984,70	814.975,00	-121.990,30	-15,0%
D.C. de Gas Extremadura, S.A.											12.296.882,49	11.713.748,00	583.134,49	5,0%
Gas Directo, S.A.											1.642.061,68	1.274.712,00	367.349,68	28,8%
Gas Natural Distribución SDG, S.A.		27.789.293,37									581.072.269,99	583.688.146,00	-2.615.876,01	-0,4%
Gas Natural Andalucía, S.A.		4.009.290,49									68.439.550,67	63.254.758,64	5.184.792,03	8,2%
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.		4.447.188,72									43.714.881,85	45.490.434,65	-1.775.552,80	-3,9%
Gas Natural Castilla y León, S.A.											71.444.549,32	78.690.661,00	-7.246.111,68	-9,2%
CEGAS, S.A.		3.455.033,60									122.158.014,17	123.752.495,11	-1.594.480,94	-1,3%
Gas Galicia SDG, S.A.											38.322.343,38	37.018.014,00	1.304.329,38	3,6%
Gas Navarra, S.A.		2.022.378,57									26.879.272,65	27.610.243,00	-730.970,35	-2,6%
Gas Natural Rioja, S.A.											13.344.295,71	14.439.395,00	-1.095.099,29	-7,6%
Gasificadora Regional Canaria, S.A.											423.823,27	-339.358,00	763.181,27	-224,9%
Madriñena Red de Gas, S.A.											133.439.310,31	134.918.462,00	-1.479.151,69	-1,1%
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.											36.299.574,88	3.048,00	-3.048,00	-100,0%
SAGANE								36.299.574,88			36.299.574,88		36.299.574,88	-
Cesionario Dcho Cobro Hibernación Castor							80.664.725,00				80.664.725,00		80.664.725,00	-
	426.152.939,95	861.126.385,36	67.652.399,09	22.825.000,00	2.000.000,00	25.910.795,64	96.382.954,00	36.299.574,88	-63.022.094,01	1.389.204.892,56	2.864.532.847,47	2.654.050.306,15	208.482.541,32	7,9%

Fuente: Elaboración Propia

5.3.3. Estimación del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014

El Artículo 66 de la Ley 18/2014 establece que, a los costes del sistema gasista enumerados en el artículo 59.4 de la citada Ley, se les adicionará *“la cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 que se determinará en la liquidación definitiva de 2014”*. Y a continuación añade que *“los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit acumulado en las liquidaciones correspondientes a los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.”*

Por último indica que *“la cantidad de déficit reconocido, la anualidad correspondiente y el tipo de interés aplicado serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y previo informe favorable de la Comisión Delegada de Asuntos Económicos”* teniendo este déficit la misma prioridad de cobro que las referidas en el artículo 61.2 (desajustes anuales posteriores al 1 de enero de 2015).

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, añadió una nueva DA 36ª a la Ley 34/1998, sobre la liquidación definitiva, indicando que *“la liquidación definitiva de los ingresos y costes del sistema gasista de cada ejercicio, a partir de la correspondiente al año 2015, deberá ser realizada con anterioridad al día 1 de diciembre del año siguiente al que corresponda.”* En consecuencia, antes del 1 de diciembre de 2016 debería estar también aprobada la liquidación definitiva de los ingresos y costes del sistema gasista del ejercicio 2014.

El déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 está compuesto de dos partidas: el déficit del Sistema de Liquidaciones y las cantidades pendientes de incluir en el régimen retributivo, que por tanto no han sido contempladas por el Sistema de Liquidaciones.

En cuanto al déficit del Sistema de Liquidaciones, señalar que la Liquidación 14/2014 estableció un déficit provisional de 538.837.218,27 €. Por su parte, y de acuerdo con la mejor información disponible en esta Comisión las cantidades pendientes de incluir en el régimen retributivo anteriores al 1 de enero de 2015 ascienden a 497.261.124 €, de los cuales 53.306.076 € son definitivos al estar recogidos en Resoluciones de la DGPEyM, y 442.665.987 € son previsiones al estar asociados a Propuestas de Resolución que han sido informadas por la CNMC, o están en trámite.

En consecuencia, se prevé que el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, alcanzaría una cifra de 1.034.809.282 €.

En el Cuadro 29 se recoge el detalle sobre la Previsión de déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014.

Cuadro 29. Detalle sobre la Previsión de déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014

Empresa	Acumulado a 31 de diciembre de 2014 (LIQ 14/2014)	Importes Reconocidos por Resolución a liquidar en LIQUIDACIÓN DEFINITIVA 2014			Rebajas Instalaciones Pendientes de Incluir Regimen Retributivo	Total
		Retribución a Reparto	Retribución a Pago Único	Total		
Grupo ENAGAS, S.A.	208.468.827,3	-623.471,9	29.114.257,7	28.490.785,8	115.966.992,4	352.926.605,4
ENAGAS, S.A.	39.174,8					39.174,8
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	203.141.019,8	-623.471,9	29.114.257,7	28.490.785,8	115.729.682,2	347.361.487,8
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	5.288.632,7				237.310,2	5.525.942,9
Gasificadora Canaria, S.A.						0,0
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	199.331.602,5	0,0	19.350.266,3	19.350.266,3	1.826.657,9	220.508.526,7
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	120.563.355,5				20.236,1	120.583.591,6
Cegas, S.A.	22.240.877,4				980.943,1	23.221.820,5
Gas Andalucía S.A.	14.034.310,3					14.034.310,3
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	8.230.831,7				14.017,6	8.244.849,3
Gas Natural Castilla y León, S.A.	14.416.298,2					14.416.298,2
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	4.896.651,1				19.598,6	4.916.249,7
Gas Galicia SDG, S.A.	6.772.843,9					6.772.843,9
Gas Navarra, S.A.	5.265.644,8					5.265.644,8
Gas Natural Rioja, S.A.	2.665.614,1					2.665.614,1
Gas Directo, S.A.	245.175,4					245.175,4
Gas Natural Madrid SDG, S.L.						0,0
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.			19.350.266,3	19.350.266,3	791.862,5	20.142.128,8
Grupo Redexi Gas, S.A.	26.251.573,1	-78.890,7	-296.113,3	-375.004,0	5.768.240,2	31.644.809,2
Redexi Gas, S.A.	18.068.080,8	-78.890,7	-296.113,3	-375.004,0	5.233.882,1	22.926.958,9
Redexi Gas Infraestructuras, S.L.	4.777.582,3				464.598,1	5.242.180,3
Redexi Gas Murcia, S.A.	3.405.910,0				69.760,0	3.475.670,0
Grupo Naturgas	33.608.916,7	0,0	0,0	0,0	0,0	33.608.916,7
Naturgas Energía Distribución, S.A.	33.448.543,8					33.448.543,8
Tolosa Gas, S.A.	160.372,9					160.372,9
Grupo Gas Extremadura	3.601.064,8	0,0	0,0	0,0	14.518,2	3.615.583,0
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.369.803,2				14.518,2	1.384.321,3
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	2.231.261,6					2.231.261,6
Otros	67.575.234,0	0,0	5.840.028,0	5.840.028,0	319.089.578,8	392.504.840,8
ESCAL UGS, S.A.					318.671.954,7	318.671.954,7
Madrileña Red de Gas, S.A.	28.342.718,5					28.342.718,5
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	20.820.257,4		999.169,0	999.169,0	358.029,4	22.177.455,8
Reganosa	10.701.987,3		3.422.394,0	3.422.394,0		14.124.381,3
BBG	7.526.998,0		1.418.465,0	1.418.465,0	59.594,7	9.005.057,7
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	183.072,5					183.072,5
Iberdrola Distribución de Gas	200,3					200,3
TOTAL	538.837.218,3	-702.362,6	54.008.438,8	53.306.076,1	442.665.987,4	1.034.809.281,8

Fuente: Elaboración Propia

5.3.4. Propuesta de medidas de sostenibilidad económica de 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”*.

En este contexto, 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.

- La anulación de 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 2016 como fecha límite para solicitar el pago de la retribución específica asignada a los 41 proyectos, de las convocatorias, 3ª, 4ª, 5ª y 6ª (18.855.637 €) 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, señalar que visto el tiempo transcurrido desde la publicación de las convocatorias de retribución específica, se considera conveniente anular ambas; según las previsiones de esta Comisión, suponen la retribución específica conjunta pendiente de asignar de 35.456.391 €. A este respecto, indicar que la Orden IET/849/2012 ya eliminó 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, señalar que de los 41 proyectos que todavía no han solicitado el pago de su retribución específica:

- 16 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.
- 25 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 tres 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 2015 Y 2016

ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2015 Y 2016

1. Previsión de demanda para el cierre de 2015

Para realizar la previsión de cierre del ejercicio 2015 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 2015.

1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro 30 se resumen la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el cierre de 2015, remitida por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras.

Cuadro 30. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para 2015

Volumen (MWh)	Año 2014 (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 14- jun 15)	Previsión 2015		Tasa de variación respecto 2014	
			GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	45.722.949	51.726.628	55.627.036	50.626.613	21,7%	10,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	5.987.577	5.595.727	4.371.681	3.910.439	-27,0%	-34,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	100.449	136.544	122.824	105.738	22,3%	5,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-	-	-	-
TOTAL	51.810.974	57.458.898	60.121.541	54.642.790	16,0%	5,5%

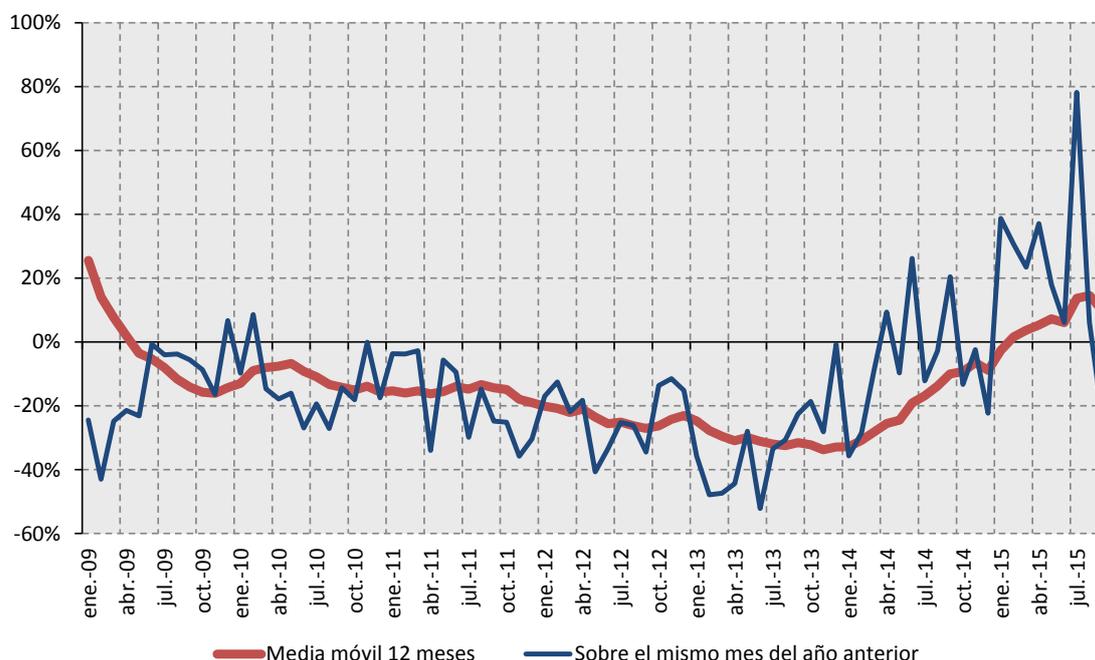
Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

Se observa que tanto el GTS como las empresas estiman para el cierre del ejercicio 2015 que la demanda de gas destinada a la generación será superior a la demanda registrada en 2014 (51,8TWh). Sin embargo, según la previsión de GTS la demanda de gas destinada a la generación será superior a la demanda registrada en los últimos doce meses (julio 2014-junio 2015) (57,4 TWh), mientras que las empresas estiman que será inferior. En particular, el GTS estima que demanda de gas destinada a generación eléctrica alcanzará 60,1 TWh en 2015, un 16,0% superior a la registrada en 2014 y un 4,6% superior 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 54,6 TWh, un 5,57% superior a la registrada en 2014 y un 4,9% inferior a la registrada en los últimos 12 meses.

En el Gráfico 1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica entre enero de 2005 y septiembre de 2015. Se observa que la media móvil de 12 meses inicio, a partir de enero de 2014 una tendencia alcista, pasando a registrar tasas positivas a partir de febrero de 2015. En septiembre de 2015 la media móvil de 12 meses registró una tasa del 9,8%.

Gráfico 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, esta Comisión considera como escenario más probable para el cierre de 2015 de la demanda destinada a la generación eléctrica 60,0 TWh, resultado de considerar la previsión de demanda de los ciclos combinados del GTS y la demanda de gas de las centrales térmicas prevista por las empresas (véase Cuadro 31).

Cuadro 31. Previsión de la CNMC para el cierre de 2014 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario

Volumen (MWh)	Año 2014 (SIFCO)	Previsión CNMC 2015	% variación 2015 sobre 2014
<i>P > 60 bar</i>	45.722.949	55.540.667	21,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	5.987.577	4.371.681	-27,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	100.449	105.738	5,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	
TOTAL	51.810.974	60.018.086	15,8%

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, elaborada a partir de la información que previamente le han proporcionado las empresas gasistas, 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 32).

Cuadro 32. 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 2015

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2014 (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 14- jun 15)	Previsión 2015		Tasa de variación respecto 2014	
			GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	355.494.143	329.362.069	338.620.041	343.705.066	-4,7%	-3,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	33.000.000	33.000.000	33.000.000	0,0%	0,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.641.075	1.057.611	990.886	1.217.886	-39,6%	-25,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-	-		
TOTAL	390.135.218	363.419.680	372.610.927	377.922.952	-4,5%	-3,1%

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

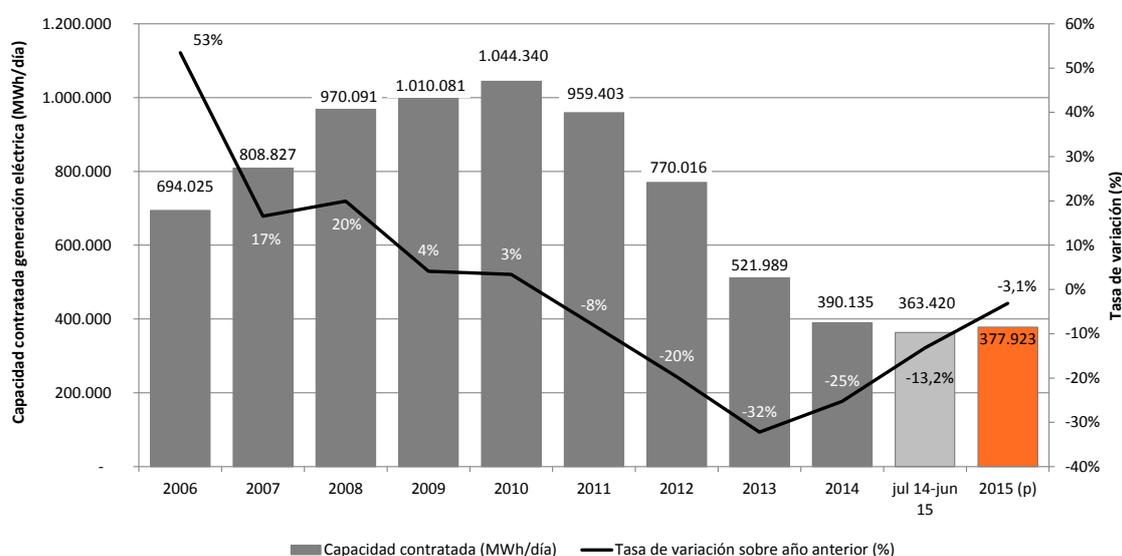
Cabe señalar que la diferente previsión en el caudal contratado por las centrales de generación conectadas a redes de presión de diseño superior a 60 bar y a redes de presión de diseño comprendida en 4 y 16 bar se debe a las correcciones que la CNMC ha solicitado a las empresas gasistas tras el análisis de la información recibida.

Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC, el caudal contratado promedio para el cierre del ejercicio 2015 se reducirá en torno al 3,1% respecto del registrado en 2014. Se indica que la previsión de cierre aportada por las empresas es superior a la media móvil registrada en el periodo comprendido

entre julio 2014-junio 2015 (-14,1%), según la base de datos de liquidaciones del sector gasista.

En el Gráfico 2 se muestra la evolución registrada de la capacidad contratada de la demanda destinada a la generación eléctrica desde 2006 hasta 2014, resultado de considerar desde 2006 hasta 2014 la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista y para el ejercicio 2015 las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras.

Gráfico 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.

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 un escenario inferior al considerado por las empresas. En particular, el escenario de previsión de la capacidad contratada por las centrales de generación con ciclos combinados tiene en cuenta la capacidad real registrada en el periodo enero-junio de 2015 y se proyecta al resto del año aplicando la media móvil registrada en los últimos doce meses (julio 2014-junio 2014), con la excepción de una instalación para las que se ha mantenido la capacidad contratada registrada en la primera parte del año, mientras que para las centrales térmicas se ha adoptado la previsión de las empresas (véase Cuadro 33).

Cuadro 33. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre de 2015

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2014 (SIFCO)	Previsión CNMC 2015	% variación 2014 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	355.494.143	323.632.015	-9,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	33.000.000	0,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.641.075	1.217.886	-25,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	
TOTAL	390.135.218	357.849.900	-8,3%

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

1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro 34 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 2015.

Se observa que, excluyendo el suministro de GNL directo a cliente final, el GTS estima que la demanda aumentará un 4,6% sobre la registrada en 2014, consecuencia del incremento de la demanda en todos los niveles de presión, si bien más acusado en los niveles de presión de diseño inferiores a 16 bar. Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional aumentará un 6,7%, 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 concentran 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 5,5% respecto de la registrada en 2014, las empresas transportistas estiman que aumentará un 18,2%.

Cuadro 34. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)

	Demanda (GWh)				Tasa de variación s/ año 2014	
	Año 2014 (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 14- jun 15)	GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	65.403	64.082	67.902	67.277	3,8%	2,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.592	33.450	33.940	33.416	1,0%	-0,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	79.020	78.855	83.832	82.351	6,1%	4,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	60.274	63.468	63.600	71.219	5,5%	18,2%
TOTAL	238.288	239.855	249.274	254.263	4,6%	6,7%
<i>Suministro GNL Directo a cliente final</i>	10.858	10.668	10.042	8.702	-7,5%	-19,9%
TOTAL	249.146	250.522	259.316	262.965	4,1%	5,5%

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

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

En el Cuadro 35 se muestra la previsión del número de clientes y demanda del grupo 3 del GTS y de las empresas gasistas para el cierre de 2015, así como el número de clientes y la demanda registrados en 2013, 2014 y en los últimos doce meses (julio 2014-junio 2015).

En relación con la previsión del número de clientes, se señala que tanto el GTS como las empresas estiman que el número de clientes se incrementará en 2015 respecto de 2014 por encima de las tasas de variación registradas en los últimos doce meses (un 2,0% y un 1,7%, respectivamente).

Al respecto se indica que, mientras el GTS y las empresas estiman una reducción del número de consumidores en los peajes 3.3 y 3.4 y un aumento en el peaje 3.5, según la información de la base de datos de liquidaciones, tanto en términos de media móvil como de tasa acumulada, se ha registrado un incremento en el número de consumidores acogidos a los peajes 3.3 y 3.4 y una reducción del número de consumidores acogidos al peaje 3.5.

En relación con la demanda prevista para el cierre de 2015, se observa que tanto el GTS como las empresas estiman un incremento de la demanda respecto del ejercicio 2014 (5,5% y 18,2%, respectivamente), pero inferior respecto de la demanda registrada en los últimos doce meses (0,2% y 12,2%, respectivamente). En ambos casos, se estima un aumento de demanda en todos los grupos tarifarios, respecto del ejercicio 2014 con la excepción del peaje 3.3.

Al respecto se indica que, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones, en términos de media móvil la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1, 3.3 y 3.4 presentan tasas positivas (5,1%, 2,1% y 0,5%, respectivamente), mientras que la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.2 y 3.5 presentan tasas negativas (-2,7% y -5,0%). En términos de tasa acumulada, la demanda registra tasas positivas para todos los peajes, con la excepción del peaje 3.5 (-2,9%).

Por último, se observa que los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones remitidas por el GTS y las empresas distribuidoras para el ejercicio 2015 son superiores a los registrados durante los últimos 12 meses para los peajes 3.2, 3.4 y 3.5 e inferiores para el peaje 3.3. El consumo medio del peaje 3.1 se reducirá respecto de 2014 según la previsión del GTS y aumentará según la previsión de las empresas.

Cuadro 35. Previsión para el cierre de 2015 del número de clientes y la demanda del grupo 3 del GTS y de las empresas

SIFCO			Previsión cierre 2015		Tasas de variación sobre 2014		Tasas de variación sobre últimos 12 meses	
2013	2014	Últimos 12 meses (julio 2014 - junio 2015)	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas

A) Nº Clientes

Grupo 3	7.396.750	7.488.985	7.531.511	7.640.883	7.615.689	2,0%	1,7%	1,5%	1,1%
3.1	3.891.355	3.974.136	4.056.940	4.387.989	4.378.488	10,4%	10,2%	8,2%	7,9%
3.2	3.433.520	3.439.087	3.397.443	3.182.426	3.167.082	-7,5%	-7,9%	-6,3%	-6,8%
3.3	24.458	26.108	26.867	23.361	23.267	-10,5%	-10,9%	-13,0%	-13,4%
3.4	47.142	49.374	49.991	46.821	46.567	-5,2%	-5,7%	-6,3%	-6,9%
3.5	275	280	270	287	286	2,3%	2,0%	6,0%	5,7%

B) Energía (MWh)

Grupo 3	67.027.779	60.273.650	63.467.912	63.600.000	71.219.294	5,5%	18,2%	0,2%	12,2%
3.1	9.429.025	8.909.591	9.906.946	9.154.895	10.241.888	2,8%	15,0%	-7,6%	3,4%
3.2	31.253.345	26.875.949	28.213.174	27.941.058	31.298.639	4,0%	16,5%	-1,0%	10,9%
3.3	1.442.507	1.436.307	1.498.964	1.048.212	1.173.274	-27,0%	-18,3%	-30,1%	-21,7%
3.4	20.287.032	18.702.514	19.568.806	20.759.585	23.272.302	11,0%	24,4%	6,1%	18,9%
3.5	4.615.871	4.349.289	4.280.022	4.696.249	5.233.190	8,0%	20,3%	9,7%	22,3%

C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)

Grupo 3	9.062	8.048	8.427	8.324	9.352	3,4%	16,2%	-1,2%	11,0%
3.1	2.423	2.242	2.442	2.086	2.339	-6,9%	4,3%	-14,6%	-4,2%
3.2	9.102	7.815	8.304	8.780	9.882	12,3%	26,5%	5,7%	19,0%
3.3	58.980	55.014	55.793	44.871	50.426	-18,4%	-8,3%	-19,6%	-9,6%
3.4	430.341	378.792	391.443	443.381	499.764	17,1%	31,9%	13,3%	27,7%
3.5	16.784.985	15.533.175	15.837.270	16.390.533	18.328.495	5,5%	18,0%	3,5%	15,7%

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

A la hora de valorar las anteriores previsiones, se debe tener en cuenta que la demanda de este tipo de consumidores está muy influida por el efecto temperatura, es este sentido la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado el año 2013 como un año medio, el año 2014 como un año extremadamente cálido y el invierno 2014-2015 (1 diciembre de 2014 a 31 marzo de 2015) como frío²¹.

Teniendo en cuenta las discrepancias existentes entre las previsiones realizadas por los agentes y la evolución registrada durante los últimos 12 meses para el colectivo considerado, se ha optado por elaborar para el cierre del ejercicio 2015 un escenario coherente con dicha evolución. En particular, la previsión del número de clientes se ha confeccionado aplicando al número de clientes registrados en 2014, la tasa acumulada a junio, mientras que la previsión de la demanda resulta del producto del número de consumidores por el consumo medio estimado teniendo en cuenta el consumo real en el periodo enero-junio de 2015 y el promedio de los consumos registrados para segundo semestre en el periodo 2010-2015.

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro 36 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.

²¹ Informes disponibles en:

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

Cuadro 36. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar

Año 2014			
SIFCO	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
	<i>P > 60 bar</i>	65.402.756	64
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.591.827	148	122.264.128
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	79.019.704	3.686	351.541.321
TOTAL	178.014.287	3.897	703.808.288

GTS	Previsión cierre 2015			Tasa de variación sobre 2014		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	67.901.829	61	140.455.640	3,8%	-4,1%	-38,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.940.228	145	20.050.249	1,0%	-2,2%	-83,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	83.831.566	3.632	126.827.545	6,1%	-1,4%	-63,9%
TOTAL	185.673.623	3.838	287.333.434	4,3%	-1,5%	-59,2%

Empresas	Previsión cierre 2015			Tasa de variación sobre 2014		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	67.277.178	62	235.244.385	2,9%	-2,5%	2,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.415.921	145	118.481.488	-0,5%	-2,2%	-3,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	82.350.572	3.583	364.316.235	4,2%	-2,8%	3,6%
TOTAL	183.043.671	3.789	718.042.108	2,8%	-2,8%	2,0%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

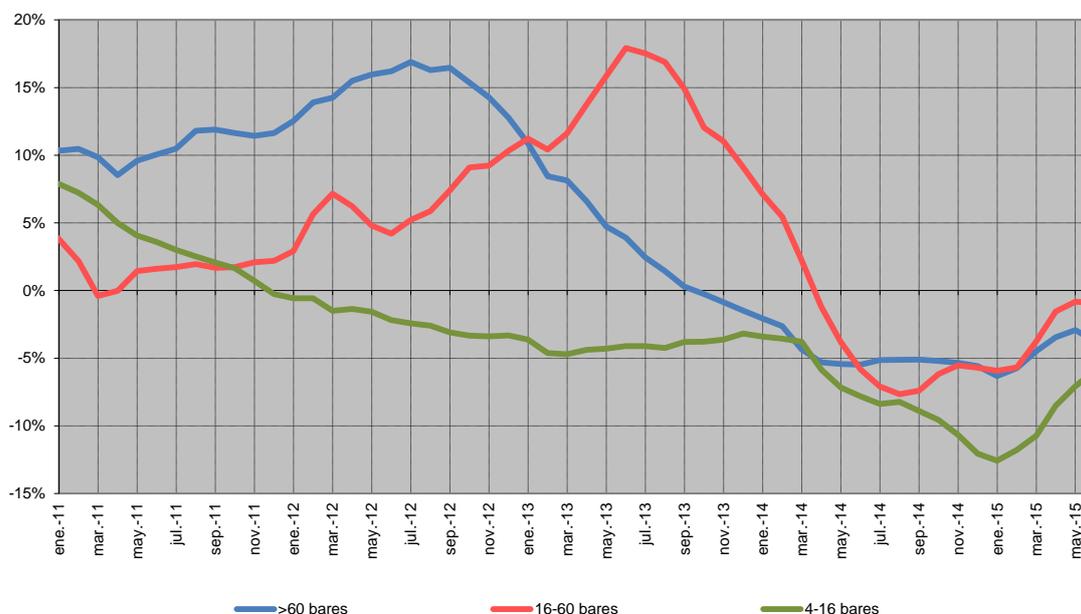
El GTS estima que la demanda de este colectivo aumentará un 4,3% sobre la registrada en 2014, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que aumentará un 2,8%, en ambos casos consecuencia de un incremento de la demanda de todos los grupos tarifarios, con la excepción de la demanda prevista por las empresas para los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar.

Respecto de la capacidad contratada, 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.

Se observa que según la previsión 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 aunque en menor medida que el consumo. 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 durante los últimos meses se ha registrado una recuperación del consumo de la demanda convencional conectada a presión superior a 4 bar, si bien aún presentan tasas de crecimiento negativas (véase Gráfico 3).

Gráfico 3. 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 la capacidad contratada de la demanda convencional con presión superior a 4 bar a junio de 2015 es del -5,7%, valor muy inferior al previsto por las empresas transportistas y distribuidoras (+2,0%).

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 un escenario de demanda para 2015 continuista con la evolución registrada por nivel de presión durante los últimos 12 meses, inferior al previsto tanto por el GTS como por las empresas transportistas y distribuidoras para 2015.

Demanda convencional prevista para 2015

En el Cuadro 37 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 2015²² alcanzará los 243,0 TWh, un 2,5% y un 4,4% inferior a las demandas previstas por el GTS y las empresas, respectivamente, y un 2,0% superior a la registrada en 2014.

La capacidad contratada prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2015²³ se reducirá un 1,4% respecto de la registrada en 2014 e inferior a la capacidad contratada prevista por el GTS y las empresas distribuidoras, que estiman crecimientos de la capacidad contratada para el ejercicio 2015 (2,0% y 1,7%, respectivamente).

²² Excluido el GNL directo a cliente final.

²³ La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente, la del peaje 3.5.

Cuadro 37. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre de 2015 ⁽¹⁾

GTS	Prevision cierre 2015			Tasa de variación respecto real 2014		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	67.901.829	61	140.455.640	3,8%	-4,1%	-38,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.940.228	145	20.050.249	1,0%	-2,2%	-83,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	83.831.566	3.632	126.827.545	6,1%	-1,4%	-63,9%
<i>P ≤ 4 bar</i>	63.600.000	7.640.883	34.109.255	5,5%	2,0%	48,7%
TOTAL	249.273.623	7.644.721	321.442.689	4,6%	2,0%	-55,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.042.146			-7,5%		
TOTAL	259.315.768	7.644.721	321.442.689	4,1%	2,0%	-55,8%

Empresas	Prevision cierre 2015			Tasa de variación respecto real 2014		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	67.277.178	62	235.244.385	2,9%	-2,5%	2,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.415.921	145	118.481.488	-0,5%	-2,2%	-3,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	82.350.572	3.583	364.316.235	4,2%	-2,8%	3,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	71.219.294	7.615.689	29.848.610	18,2%	1,7%	30,1%
TOTAL	254.262.965	7.619.478	747.890.718	6,7%	1,7%	2,9%
<i>GNL directo a cliente final</i>	8.702.145			-19,9%		
TOTAL	262.965.110	7.619.478	747.890.718	5,5%	1,7%	2,9%

CNMC	Prevision cierre 2015			Tasa de variación respecto real 2014		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	63.283.446	63	228.170.053	-3,2%	-0,2%	-0,8%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.669.152	146	119.488.985	-2,7%	-1,3%	-2,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	79.446.100	3.577	345.197.246	0,5%	-3,0%	-1,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	67.620.003	7.545.143	23.774.913	12,2%	0,7%	3,7%
TOTAL	243.018.701	7.548.929	716.631.197	2,0%	0,7%	-1,4%
<i>GNL directo a cliente final</i>	9.287.885			-14,5%		
TOTAL	252.306.585	7.548.929	716.631.197	1,3%	0,7%	-1,4%

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

Según la información aportada por los agentes, el GTS estima que la capacidad contratada interrumpible será 575 MWh/día, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que será de 431 MWh/día.

En el Cuadro 38 se resumen las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad en el periodo octubre 2014–septiembre 2015 y en el periodo octubre 2015–septiembre 2016, según la información publicada por el GTS.

Cuadro 38. Capacidades ofertadas y asignadas por zonas de interrumpibilidad.
(GWh/día)

Zonas Interrumpibilidad	Tipo	Oct 14 - Sep 15		Oct 15 - Sep 16		Condición	Fecha prevista en la que entrada en servicio la infraestructura
		Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día		
1.- Red de distribución de Avilés-Gijón	A	4,000	0,580			Hasta la puesta en servicio del Gasoducto Musel - Llanera (Dic-2014) y La interconexión Llanera - Otero (Jun- 2014)	Diciembre - 2014
2.- Red prelitoral 45 bar	A	2,000		2,000		Hasta la construcción del ramal norte del gasoducto "Martorell-Figueres" y gasoducto Figueres-Figueres.	
3.- 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 Beriain (E05), hasta la incorporación de la duplicación Sansoain-Lumbier	
4.- Red de distribución de Valle de Arratia	A	1,000					
TOTAL		10,000	0,580	5,000	-		

Fuente: GTS y CNMC.

Al respecto se indica que el acta de puesta en marcha del gasoducto Musel-Llanera (prevista para diciembre de 2014) es de 25 de noviembre de 2014, si bien la puesta en operación, según información proporcionada por el GTS, no se produjo hasta junio 2015.

En consecuencia, se estima para el cierre de 2015 la capacidad contratada en la parte proporcional al periodo enero-junio de 2015 (287,5 MWh/día) y la demanda igual a la demanda real registrada en el periodo enero-junio de 2015, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones (24,9 GWh).

Por último, se indica que las previsiones de consumo, caudal y número de clientes de los peajes interrumpibles previstas para el cierre de 2015, se han descontado de las previsiones de los peajes firmes asociados.

1.4. Demanda nacional

En el Cuadro 39 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2015, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica y convencional. Se estima que la demanda de gas natural aumentará en 2015 un 3,2% respecto de la registrada en 2014, tasa superior a la media móvil de la demanda transportada a septiembre de 2015 (0,5%) e inferior a la tasa acumulada a septiembre de 2015 (5,1%).

Cuadro 39. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2015

	GWh		Tasa de variación
	Año 2014 (SIFCO)	Previsión cierre 2015	% variación 2015 sobre 2014
<i>P > 60 bar</i>	111.125.705	118.824.113	6,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	39.579.403	37.040.832	-6,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	79.120.153	79.551.838	0,5%
<i>P ≤ 4 bar</i>	61.997.599	67.620.003	9,1%
TOTAL	291.822.860	303.036.786	3,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.858.072	9.287.885	-14,5%
TOTAL	302.680.932	312.324.671	3,2%

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

En el Cuadro 40 se muestra el escenario de demanda desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor.

Cuadro 40. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2015 desagregado por peaje de acceso

CONSUMO POR TARIFA/PEAJE. TOTAL SISTEMA (MWh)																			
Precedo	Cód.	Peaje	Volumen	Año 2015															
				Ciclos combinados			Centrales térmicas			Plantas Satélite			Resto			TOTAL			
				Volumen	Clientes Promediado (3)	Capacidad Contratada Promediado (4)	Volumen	Clientes Promediado (3)	Capacidad Contratada Promediado (4)	Volumen	Clientes Promediado (3)	Capacidad Contratada Promediado (4)	Volumen	Clientes Promediado (3)	Capacidad Contratada Promediado (4)	Volumen	Clientes Promediado (3)	Capacidad Contratada Promediado (4)	
MWh	Nº	Od (KWh/día)	MWh	Nº	Od (KWh/día)	MWh	Nº	Od (KWh/día)	MWh	Nº	Od (KWh/día)	MWh	Nº	Od (KWh/día)					
TOTAL GRUPO 1				55.006.182	38	313.982.933	534.485	3	9.649.092	0	0	0	58.248.563	61	208.070.053	113.789.230	104	531.702.007	
16-Peaje bases	101	1.1	<200.000	518.533	11	5.178.470	24.012	1	44.302	0	0	0	0	1.414.109	18	6.201.838	1.956.853		
	102	1.2	<1.000.000	5.311.158	8	83.824.738	810.473	2	9.654.775	0	0	0	0	14.338.075	26	50.808.454	20.160.239		
	103	1.3	>1.000.000	49.176.497	21	226.180.286	0	0	0	0	0	0	0	42.485.781	13	151.039.761	91.872.279		
	TOTAL GRUPO 2				4.371.681	1	33.000.000	105.738	1	1.217.886	0	0	0	112.090.342	3.722	464.398.732	116.567.760	3.724	498.616.617
16-Peaje bases	201	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32.669.163	146	119.488.881	37.049.832		
	202	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	850	10	26.344			
	203	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72.807	30	300.171			
	204	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	539.165	39	2.874.471			
	205	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	920.119	17	4.449.394			
	206	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.993.314	34	33.852.282			
TOTAL GRUPO 2				4.371.681	1	33.000.000	105.738	1	1.217.886	0	0	0	112.090.342	3.722	464.398.732	116.567.760	3.724	498.616.617	
4-Peaje bases	201	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176.824	769	1.537.368	176.824		
	202	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.743.314	1.278	11.435.208			
	203	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.906.407	978	69.228.695			
	204	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17.101.716	349	78.538.277			
	205	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37.852.114	152	148.380.104			
	206	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.600.713	10	36.180.072			
TOTAL GRUPO 2				0	0	0	105.738	1	1.217.886	0	0	0	0	3.576	344.999.746	79.526.928	3.577	346.127.632	
TOTAL INTERRUPTIBLES				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.910	1	435.000	24.910	1	435.000
16-Peaje bases	401	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	402	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	403	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	404	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	405	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	406	4.6	100<=C<=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	407	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	408	4.8	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL GRUPO A				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	435.000	24.910	1	435.000
16-Peaje bases	401	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	402	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	403	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	404	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	405	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	406	4.6	100<=C<=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	407	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	408	4.8	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL GRUPO B				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16-Peaje bases	411	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	412	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	413	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	414	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	415	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	416	4.6	100<=C<=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	417	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	418	4.8	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL GRUPO C				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TARIFA/PEAJE 3.x				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Peaje base (3)	301	3.1	<5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	302	3.2	<50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	303	3.3	<100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	304	3.4	100<=C<=30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	305	3.5 (4)	>30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL GRUPO 3				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEAJE DE MATERIA PRIMA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
450/451 P<=60 base				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
450/451 16-P<=60 bases				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
450/451 4-P<=16 bases				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Suministro ONL Directo a cliente final (5)				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GAS DE EMISIÓN				59.377.863	40	346.982.933	640.223	4	10.866.967	10.092.872	0	0	0	0	7.461.868	715.938.692	112.324.671	7.546.973	1.074.628.598

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

1.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro 41 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre de 2015 remitidas por el GTS y las empresas transportistas. Cabe indicar que la previsión de cierre de 2015 del GTS incluye el consumo asociado al antiguo contrato de tránsito, mientras que la previsión de las empresas no lo incluye.

No obstante lo anterior, se observa que tanto el GTS como las empresas prevén un fuerte incremento de las exportaciones para el cierre de 2015, más acusado en la interconexión con Francia.

Cuadro 41. Previsión de exportaciones para el año 2015 remitida por el GTS y las empresas transportistas (MWh)

	Año 2015			Tasa de variación 2015 sobre 2014	
	Año 2014	GTS (1)	Empresas	GTS	Empresas
<i>Francia</i>	405.027	8.681.750	5.802.760	2043,5%	1332,7%
<i>Portugal</i>	6.276.497	35.628.875	8.703.070	467,7%	38,7%
TOTAL	6.681.524	44.310.625	14.505.830	563,2%	117,1%

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

(1) Incluye el volumen asociado al antiguo contrato de tránsito.

Teniendo en cuenta que, si bien los peajes de acceso aplicables al extinto contrato de tránsito son equivalentes a los del resto de los agentes, los ingresos no se incluyen en las liquidaciones del sistema, se hace necesario excluir el volumen asociado al citado contrato, a efectos de valorar las previsiones de exportaciones de los distintos agentes.

Al respecto se indica que en caso de minorar la previsión del GTS por el volumen de demanda asociado al tránsito correspondiente a 2015 (25.071 GWh), la exportación por la interconexión de Portugal ascendería a 10.557 GWh, un 68% superior a la registrada en 2014.

En el Cuadro 42 se muestra la evolución de las exportaciones según la información publicada por el GTS para los ejercicios 2013 y 2014 y la evolución durante 2015 resultado de minorar la información publicada por el GTS con la mejor estimación del consumo asociado al antiguo contrato de tránsito²⁴. Se observa que desde el inicio del año se ha producido un cambio de tendencia en la evolución de las exportaciones, que presenta un incremento acumulado a septiembre de 2015 cercano al 150%.

²⁴ [CONFIDENCIAL: Se considera que el consumo es equivalente a las nominaciones de GALP].

Cuadro 42. Evolución de las exportaciones

Mes	GWh				% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2012	2013	2014	2015	14 s/ 13	15 s/ 14	14 s/ 13	15 s/ 14	14 s/ 13	15 s/ 14
	Enero	1.172	475	678	693	42,69	2,19	42,69	2,19	37,41
Febrero	1.024	329	447	550	35,66	23,13	39,81	10,51	52,35	-36,89
Marzo	666	507	695	1.325	37,16	90,71	38,78	41,14	58,49	-32,29
Abril	551	1.662	634	959	-61,88	51,38	-17,49	43,79	24,15	-22,15
Mayo	434	2.277	651	1.274	-71,43	95,76	-40,89	54,68	-15,13	0,18
Junio	504	927	590	2.015	-36,38	241,60	-40,21	84,53	-21,83	21,89
Julio	674	817	425	2.756	-48,01	548,95	-41,12	132,42	-26,62	58,23
Agosto	659	853	368	2.209	-56,86	500,36	-42,83	162,60	-32,46	94,23
Septiembre	738	1.048	362	2.499	-65,49	591,01	-45,50	194,56	-40,58	147,15
Octubre	826	766	668		-12,75		-42,91		-41,14	
Noviembre	735	501	650		29,76		-39,33		-38,47	
Diciembre	581	444	612		37,70		-36,10		-36,10	
Anual	475	10.607	6.778	14.280						

Fuente: GTS.

Esta Comisión ha considerado como mejor previsión de la demanda de exportaciones la prevista por las empresas para el cierre de 2015.

En relación con la previsión de la capacidad contratada en las exportaciones, se indica que la misma se ha confeccionado tomando en consideración la información que sobre la capacidad contratada en las conexiones internacionales publica ENAGAS, es su página web²⁵.

Esto es, se considera que a la fecha de emisión el presente informe, la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación a Francia es de 91,4 GWh/día, lo es un 10% superior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional entre julio 2014 y junio de 2015, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Análogamente, se considera que la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación Portugal es de 24,5 GWh/día, un 6% superior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional entre julio 2014 y junio de 2015, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

2. Previsión de demanda 2016

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

25

http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_Gas/CapacidadesTransporte/CapacidadDeIns talaciones

que utilizan como combustible gas natural para el año 2016. 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 15.000 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.

El informe pone de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2016 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 frontera²⁶ para un único escenario de precios del carbón que presenta una evolución alcista (creciendo linealmente de 60 \$/t en enero hasta 80 \$/t en diciembre).

- Escenario de precios bajos (13 €/MWh) que reflejaría una ventaja competitiva de la generación con gas vs carbón.
- Escenario de precios continuista (23 €/MWh) que supone una ventaja competitiva de la mayoría de las centrales de carbón sobre las de ciclo combinado.
- Escenario de subida progresiva de precios del gas natural hasta los 30 €/MWh, con ventaja absoluta de los precios de generación con carbón sobre los de generación con gas.

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

²⁶ A los precios se añade una estimación del coste de los peajes y cánones de los ciclos.

Como resultado de lo anterior, para el año 2016 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 (1,9 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 42,9 TWh, en una situación de ventaja competitiva del carbón²⁷ 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 2015 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 correspondiente a la generación eléctrica 62,4 TWh. Según la información aportada por el GTS este escenario se corresponde con un escenario de precios continuista (23 €/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 2016. 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 15.000 GWh), tres escenarios de precios del gas (13 €/MWh, 23 €/MWh y 30 €/MWh) y tres escenarios de hidraulicidad. En el escenario más probable (considerando un precio del gas de 23 €/MWh e hidraulicidad media) el OS estima que la producción de los ciclos combinados alcanzará los 20,1 TWh. En Baleares el OS contempla igualmente tres escenarios que resultan de considerar, entre otros aspectos, tres escenarios de actividad económica.

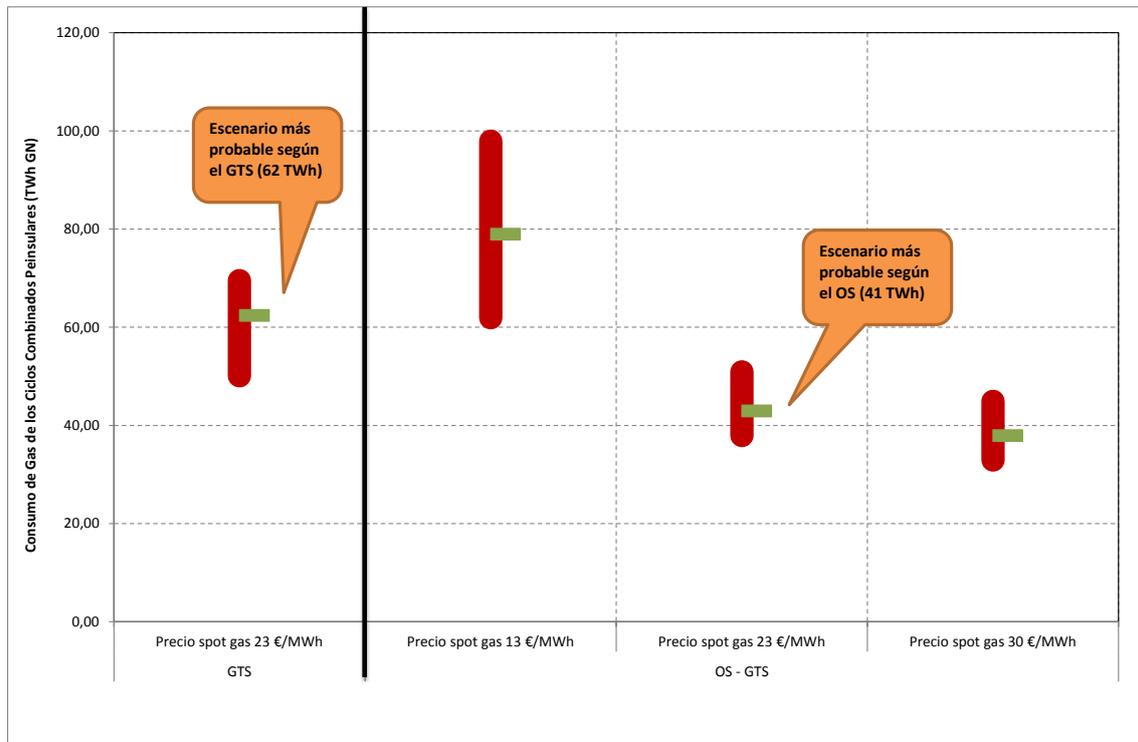
Finalmente, se dispone de la previsión de la demanda de los ciclos combinados proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras.

Demanda destinada a la generación eléctrica peninsular

En el Gráfico 4 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 2016.

²⁷ Se supone una precedencia en coste de las centrales de carbón sobre las de ciclo combinado, excepto para aquellas centrales más alejadas de puerto, obsoletas o de muy reducida eficiencia.

Gráfico 4. Consumo de gas de los ciclos combinados peninsulares previsto para 2016



Fuente: GTS y OS

En el Cuadro 43 se comparan los escenarios de cobertura de electricidad previstos para el 2016 en el informe conjunto del OS y el GTS²⁸, con hidráulicidad media y la cobertura registrada en los últimos 12 meses.

²⁸²⁸ A diferencia de ejercicios anteriores, los escenarios de cobertura de la demanda peninsular prevista por el OS para 2016 en la información aportada para la actualización de los peajes de electricidad coinciden con los escenarios considerados en el informe conjunto del OS y GTS.

Cuadro 43. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista según el informe conjunto del OS y GTS para el 2016 y la cobertura de la demanda registrada durante los últimos 12 meses (GWh)

	Escenarios de cobertura de la demanda del OS									Últimos 12 meses	
	Escenarios de precio del gas										
	13 €/MWh			23 €/MWh			30 €/MWh			Ago 2014 - Jul 2015	Sep 2014 - Ago 2015
	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda		
<i>Hidráulica</i>	16.598	30.421	47.078	18.448	31.738	48.004	18.815	31.883	47.981	27.677	27.423
<i>Nuclear</i>	53.262	52.611	51.673	53.564	52.612	51.304	53.587	52.605	51.269	55.356	56.073
<i>Carbón</i>	34.883	29.381	21.397	56.329	46.227	32.357	59.381	48.592	34.976	49.839	49.990
<i>Fuel - Gas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>CCGT'S</i>	47.717	38.366	29.180	24.212	20.151	17.760	21.170	17.919	15.271	25.250	25.374
<i>Régimen Especial</i>	101.097	103.276	105.639	101.118	103.283	105.650	101.116	103.282	105.651	98.615	98.667
Generación	253.557	254.055	254.967	253.671	254.011	255.075	254.069	254.281	255.148	256.737	257.528
<i>Consumos Bombeos</i>	-2.909	-3.408	-4.319	-3.023	-3.364	-4.427	-3.421	-3.633	-4.501	-4.459	-4.568
<i>Enlace Baleares</i>	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.361	-1.366
<i>Saldo Físico Internacional</i>	-2.500	-2.500	-2.500	-2.500	-2.500	-2.500	-2.500	-2.500	-2.500	-2.559	-2.577
Demanda	246.746	246.745	246.746	246.746	246.745	246.746	246.746	246.746	246.745	248.358	249.018
Consumo Ciclos	97.931	78.931	61.931	50.931	42.931	37.931	44.931	37.931	32.931	56.299	56.682
Factor eficiencia	48,7%	48,6%	47,1%	47,5%	46,9%	46,8%	47,1%	47,2%	46,4%	44,9%	44,8%

Fuente: GTS, OS y CNMC.

Al respecto, se formulan las siguientes observaciones:

1. La demanda prevista para el ejercicio 2016 asciende a 246,7 TWh, un 0,6% inferior a la demanda registrada en los últimos 12 meses. Al respecto, se indica que demanda en b.c. peninsular registra una tasa móvil a 12 meses de 1,9%.

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 2016, como la evolución de la demanda y la previsión de evolución económica, esta Comisión estima la demanda en b.c. del sistema peninsular para 2016 en 251,0 TWh, un 1,7% superior a la prevista por el OS.

2. En los escenarios de precios del gas natural, en los que existe una ventaja competitiva de la generación con carbón respecto del gas, no parece haberse tenido en cuenta el impacto de la entrada en vigor el próximo 1 de enero de 2016 de la Directiva de emisiones industriales sobre las centrales de carbón.

Según estimaciones de esta Comisión, la producción con centrales de carbón que agotarían las emisiones permitidas de NOx estaría en el entorno de 36,5 TWh, pudiéndose alcanzar hasta los 42 TWh, suponiendo la optimización del funcionamiento de las centrales.

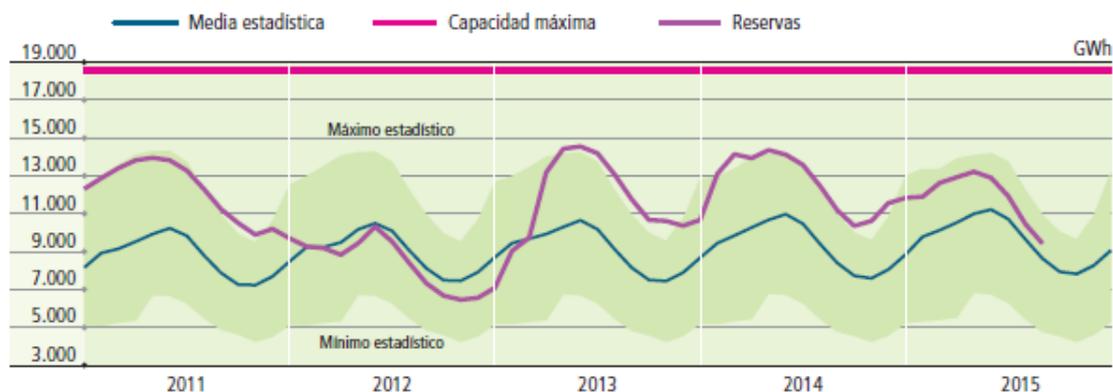
Esta Comisión considera que el escenario más probable de funcionamiento de las centrales de carbón estaría próximo a los 40 TWh, inferior a los considerados por el OS, en los escenarios de ventaja competitiva del gas con hidraulicidad media.

- El informe conjunto del OS y el GTS señala como escenario más probable el que corresponde al escenario de precios de gas natural de 23 €/MWh, situación en la que se produce una precedencia de alguna de las centrales de carbón importado (las que se encuentran localizadas a pie de puerto o en la proximidad) sobre las de ciclo combinado de gas natural y una hidraulicidad media.

El consumo de gas natural previsto en el escenario más probable (42.931 GWh) y con un precio de gas natural similar al actual (23 €/MWh), es un 24,3% inferior al consumo de gas registrado por los ciclos combinados peninsulares en los últimos 12 meses (56.682 GWh).

- El factor de eficiencia de las centrales de generación de ciclo combinado previsto para el año 2016 es, aproximadamente, del 47%, superior al registrado durante los últimos 12 meses a agosto de 2014 (44,8%).
- 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.
- En relación con la producción hidráulica prevista en el escenario más probable se indica que las reservas hidroeléctricas totales a agosto de 2015, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran ligeramente por encima del máximo estadístico (véase Gráfico 5).

Gráfico 5. Evolución de las Reservas Hidroeléctricas Totales

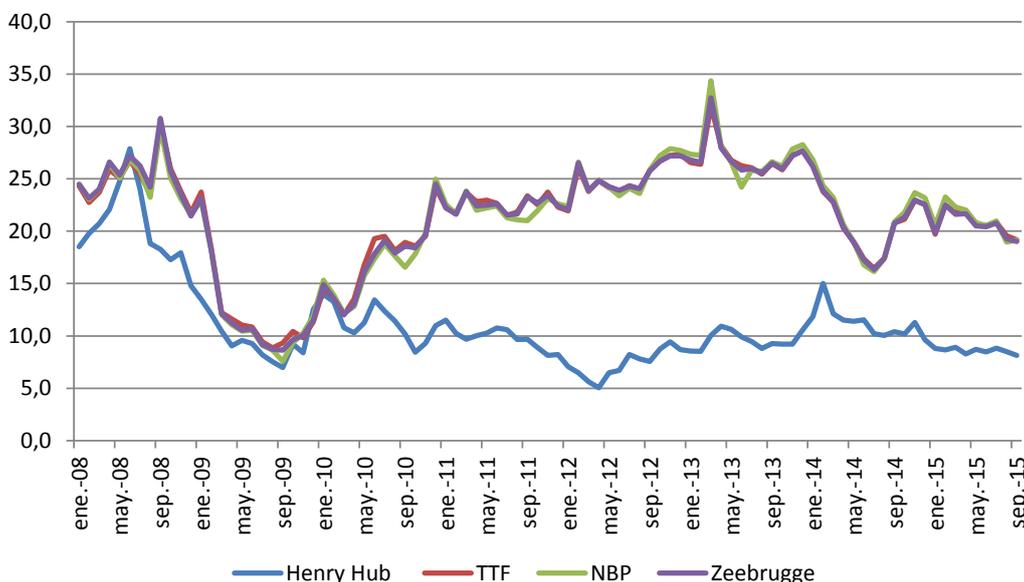


Fuente: REE, Boletín mensual agosto 2015

Cabe señalar que la producción hidroeléctrica registrada durante los últimos 12 meses (35.017 GWh) es un 11% superior a la considerada en el escenario de más probable (el cual considera una hidráulicidad media).

7. En todos los escenarios se considera un saldo exportador de 2.500 GWh, superior al saldo registrado durante los últimos 12 meses (2.577 GWh), por lo que parece no considerar la entrada en funcionamiento de la tercera interconexión con Francia.
8. La previsión de los consumos de bombeo considerados en los nueve escenarios (entre 2.909 y 4.501 GWh) es inferior a la registrada durante los últimos 12 meses (4.568 GWh)
9. En relación con los escenarios de precios considerados, se indica que los precios del gas natural en los mercados spot europeos han registrado una tendencia creciente hasta febrero de 2013, cuando alcanzaron, aproximadamente, los 34 €/MWh. A partir de dicha fecha se ha registrado una tendencia decreciente hasta alcanzar un mínimo en el entorno de los 17 €/MWh en agosto de 2014, momento a partir del cual los precios han comenzado a aumentar. En septiembre de 2015 el precio del gas se ha situado en torno a los 19 €/MWh (véase Gráfico 6).

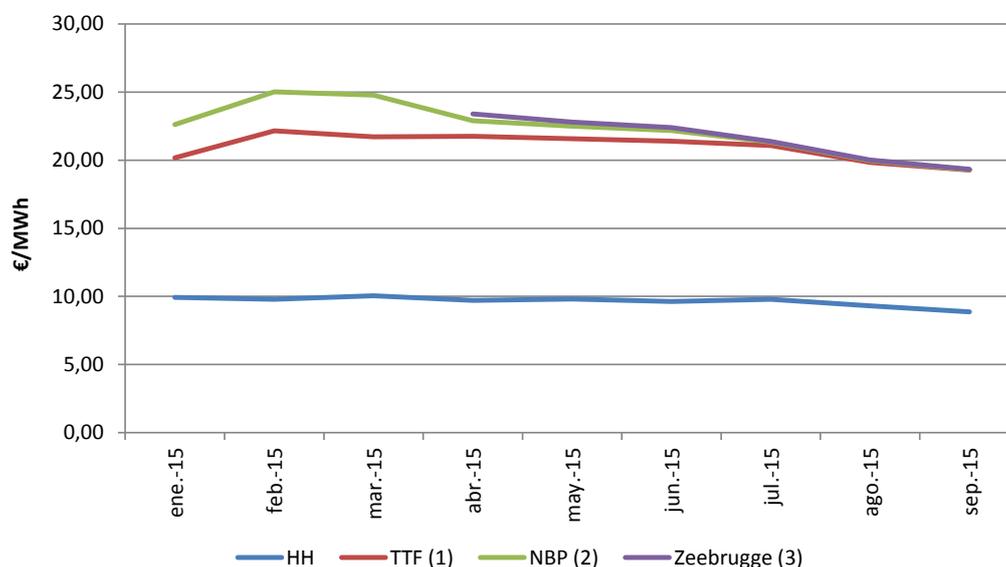
Gráfico 6. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales



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 20 €/MWh, nivel de precios inferior al considerado en el informe conjunto del OS y el GTS (véase Gráfico 7).

Gráfico 7. Evolución del promedio de las cotizaciones de los contratos con vencimiento en 2016



Fuentes: Platts y CNMC.

- (1) Promedio de las cotizaciones de los contratos anuales con vencimiento en 2016
- (2) Promedio de los contratos trimestrales con vencimiento en 2016. Se indica que los contratos de cada trimestre comienzan a cotizar el primer día del mismo trimestre del año anterior.
- (3) Promedio de los contratos trimestrales con vencimiento en 2016. 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 2016 muestra una tendencia decreciente, situándose desde septiembre de 2015 en precios cercanos a 6,2 €/MWh, inferior al precio implícito en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (véase Gráfico 8).

Finalmente, según la información remitida por las empresas distribuidoras, la demanda de los ciclos combinados durante el ejercicio 2016 alcanzaría **57,0 TWh**.

Teniendo en cuenta las observaciones formuladas anteriormente, se considera una demanda destinada a la generación eléctrica en el sistema peninsular para 2016 de **66,9 TWh**²⁹, escenario superior al más probable del informe conjunto del OS y del GTS (44,9 TWh) y al previsto por el GTS (62,4 TWh) y coherente con la cobertura de la demanda para el ejercicio 2016 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 2016”.

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 determinaran 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 **1.931 GWh** (255 GWh correspondiente al Subsistema Mallorca-Menorca y 1.676 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 2016 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 2016. Según dicha información, en el escenario de cobertura se han considerado las siguientes hipótesis:

- Datos técnicos y económicos del parque generador publicados en la Orden Ministerial ITC/913/2006, de 30 de marzo.
- 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 en corriente continua 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

²⁹ Incluye la previsión de consumo de las centrales térmicas de gas (0,7 TWh), según la información proporcionada por el GTS.

686,0 GWh. Suponiendo un factor de eficiencia del 36%³⁰, la demanda de gas en el sistema balear ascendería a 1,9 TWh.

Por último, las empresas gasistas estiman una demanda de gas de la generación eléctrica balear de **4,5 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 2014-jun 2015) es de 4.111 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 **3,4 TWh** en 2016, 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 2016”*.

Demanda destinada a la generación eléctrica a nivel nacional

En el Cuadro 44 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.

Se observa que la demanda destinada a la generación de electricidad presentada en este informe por la CNMC para el ejercicio 2016 asciende a **66,9 TWh**, un 7,2% superior a la prevista por el GTS (**62,4 TWh**), y un 49,1% superior al escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (**44,9 TWh**), motivado, fundamentalmente, por el impacto de la Directiva de emisiones industriales sobre la producción de centrales de generación con carbón.

³⁰ Factor registrado en los últimos doce meses.

Cuadro 44. Previsión de demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica, excluyendo las centrales térmicas peninsulares. Resumen de escenarios del GTS y del OS para 2016 (TWh).

		Peninsular	Baleares	Nacional
GTS (Precio spot gas 23 €/MWh)				62,4
OS	<i>Precio spot gas 13 €/MWh</i>	78,9	1,9	80,9
	<i>Precio spot gas 23 €/MWh</i>	42,9	1,9	44,9
	<i>Precio spot gas 30 €/MWh</i>	37,9	1,9	39,9
Empresas		52,5	4,5	57,0
CNMC		63,5	3,4	66,9

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

Caudal contratado por las centrales de generación eléctrica

En el Cuadro 45 se muestra la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica del GTS y de las empresas gasistas para el ejercicio 2016. Según dicha información, el GTS estima que el caudal contratado promedio se reducirá un 7,6% respecto del caudal previsto para el cierre del ejercicio 2015, mientras que las empresas estiman que el caudal contratado promedio del ejercicio 2016 se reducirá un 2,8% sobre el previsto para el cierre de 2015, explicado por la contracción del caudal de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendidas por encima de 60 bar y en redes de presión de diseño comprendidas entre 4 y 16 bar.

Cuadro 45. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por las empresas transportistas y distribuidoras para 2015

GTS	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2014 (SIFCO)	Previsión de cierre 2015	Previsión 2016	2015 sobre 2014	2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	355.494.143	338.620.041	311.157.767	-4,7%	-8,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	33.000.000	33.000.000	0,0%	0,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.641.075	990.886	311.111	-39,6%	-68,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	390.135.218	372.610.927	344.468.878	-4,5%	-7,6%

Empresas	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2014 (SIFCO)	Previsión de cierre 2015	Previsión 2016	2015 sobre 2014	2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	355.494.143	343.705.066	333.884.360	-3,3%	-2,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	33.000.000	33.000.000	0,0%	0,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.641.075	1.217.886	311.111	-25,8%	-74,5%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	390.135.218	377.922.952	367.195.471	-3,1%	-2,8%

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

Al respecto, cabe señalar que, el incremento del consumo de las centrales de generación previstos para el 2016 por el GTS y las empresas va acompañado por una contracción del caudal, por lo que según sus previsiones el factor de carga de la demanda destinada a la generación aumenta, situándose por encima de los factores previstos para el cierre de 2015. En particular, el GTS estima un factor de carga para 2016 del 49,7% frente al 44,2% previsto para el cierre del ejercicio 2015, mientras que las empresas prevén un factor del 44,6%, superior al previsto para el cierre del ejercicio 2014 (39,6%).

En Gráfico 10 se muestra la evolución mensual del factor de carga de los últimos doce meses de la demanda destinada a la generación eléctrica desde enero de 2006 hasta junio de 2015. Se observa que desde noviembre de 2013 se ha producido una recuperación del factor de carga de la demanda destinada a la generación eléctrica, hasta alcanzar 43,3% en junio de 2015.

Gráfico 10. Factor de carga (%) de la demanda destinada a la generación eléctrica.



Fuente: CNMC.

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre el funcionamiento de los ciclos combinados y la información proporcionada por el GTS y las empresas, esta Comisión ha optado por mantener en 2016 el factor de carga previsto para el cierre del ejercicio 2015 (véase Cuadro 46).

Cuadro 46. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por la CNMC para 2016

	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2014 (SIFCO)	Previsión de cierre 2015	Previsión 2016	2015 sobre 2014	2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	355.494.143	323.632.015	365.277.532	-9,0%	12,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.000.000	33.000.000	37.186.042	0,0%	12,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.641.075	1.217.886	1.290.223	-25,8%	5,9%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	390.135.218	357.849.900	403.753.796	-8,3%	12,8%

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro 47 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 2016.

Se observa que el GTS estima que la demanda se incrementará un 1,6% sobre la demanda prevista por el propio GTS para el cierre de 2015, motivado por un incremento de la demanda de todos los grupos tarifarios, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados entre 4-16 bar, que se reduce un 0,3%.

Asimismo, las empresas transportistas y distribidoras estiman que la demanda convencional se incrementará en 2016 un 2,9% sobre su escenario previsto para 2015, consecuencia de un aumento de la demanda en todos los grupos tarifarios.

Cuadro 47. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para 2016

GTS	Previsión de cierre 2015	Previsión 2016	% variación 2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	67.901.829	69.134.878	1,8%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.940.228	34.151.135	0,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	83.831.566	83.568.265	-0,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	63.600.000	66.500.000	4,6%
TOTAL	249.273.623	253.354.278	1,6%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.042.146	10.139.393	1,0%
TOTAL	259.315.768	263.493.671	1,6%

Empresas	Previsión de cierre 2015	Previsión 2016	% variación 2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	67.277.178	69.794.375	3,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.415.921	34.266.028	2,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	82.350.572	84.020.104	2,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	71.219.294	73.867.721	3,7%
TOTAL	254.262.965	261.948.229	3,0%
<i>GNL directo a cliente final</i>	8.702.145	8.650.618	-0,6%
TOTAL	262.965.110	270.598.848	2,9%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

En el Cuadro 48 se compara la previsión de la demanda del grupo 3 (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el 2016³¹.

Cuadro 48. Previsión del GTS y de las empresas sobre el número de consumidores del grupo 3 y su demanda para 2016.

SIFCO		Previsión cierre 2015		Previsión 2016		Tasas de Variación sobre 2015	
2013	2014	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas

A) Nº Clientes

Grupo 3	7.396.750	7.488.985	7.640.883	7.615.689	7.779.409	7.779.412	1,8%	2,1%
3.1	3.891.355	3.974.136	4.387.989	4.378.488	4.470.307	4.376.495	1,9%	0,0%
3.2	3.433.520	3.439.087	3.182.426	3.167.082	3.236.622	3.330.471	1,7%	5,2%
3.3	24.458	26.108	23.361	23.267	24.487	24.476	4,8%	5,2%
3.4	47.142	49.374	46.821	46.567	47.663	47.642	1,8%	2,3%
3.5	275	280	287	286	330	329	15,2%	15,3%

B) Energía (MWh)

Grupo 3	67.027.779	60.273.650	63.600.000	71.219.294	66.500.000	73.867.721	4,6%	3,7%
3.1	9.429.025	8.909.591	9.154.895	10.241.888	9.629.407	10.332.773	5,2%	0,9%
3.2	31.253.345	26.875.949	27.941.058	31.298.639	29.503.694	33.127.402	5,6%	5,8%
3.3	1.442.507	1.436.307	1.048.212	1.173.274	1.088.249	1.207.016	3,8%	2,9%
3.4	20.287.032	18.702.514	20.759.585	23.272.302	21.402.667	23.793.523	3,1%	2,2%
3.5	4.615.871	4.349.289	4.696.249	5.233.190	4.875.983	5.407.007	3,8%	3,3%

C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)

Grupo 3	9.062	8.048	8.324	9.352	8.548	9.495	2,7%	1,5%
3.1	2.423	2.242	2.086	2.339	2.154	2.361	3,2%	0,9%
3.2	9.102	7.815	8.780	9.882	9.116	9.947	3,8%	0,7%
3.3	58.980	55.014	44.871	50.426	44.442	49.315	-1,0%	-2,2%
3.4	430.341	378.792	443.381	499.764	449.040	499.427	1,3%	-0,1%
3.5	16.784.985	15.533.175	16.390.533	18.328.495	14.772.217	16.430.781	-9,9%	-10,4%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Según dicha información, el GTS estima que el número de clientes aumentará en 2016 un 1,8% respecto de su previsión de cierre para 2015, mientras que las empresas distribuidoras estiman un aumento del número de clientes del 2,1%.

Ambos agentes, estiman que el crecimiento del número de clientes se producirá en todos los grupos tarifarios, si bien las mayores tasas de crecimiento se producirán en los peajes 3.3 y 3.5.

³¹ Se indica que la información correspondiente a los ejercicios 2013 y 2014, incluye la demanda de Consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año

Respecto a la demanda prevista para 2016, el GTS estima que se incrementará en un 4,6%, mientras que las empresas distribuidoras prevén un incremento más moderado (3,7%). En particular, el GTS estima que la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 crecerá por encima del 5%, las de los consumidores acogidos a los peajes 3.3 y 3.5 aumentará el 3,8% y la de los clientes acogidos al peaje 3.4 aumentará un 3,1%. Por su parte, las empresas distribuidoras estiman que la demanda de los consumidores acogidos al peaje 3.1 aumentará un 0,9%, la de los consumidores acogidos al peaje 3.2 aumentará un 5,2%, mientras que la demanda del resto de consumidores aumentará entre el 2,2% y el 3,3%.

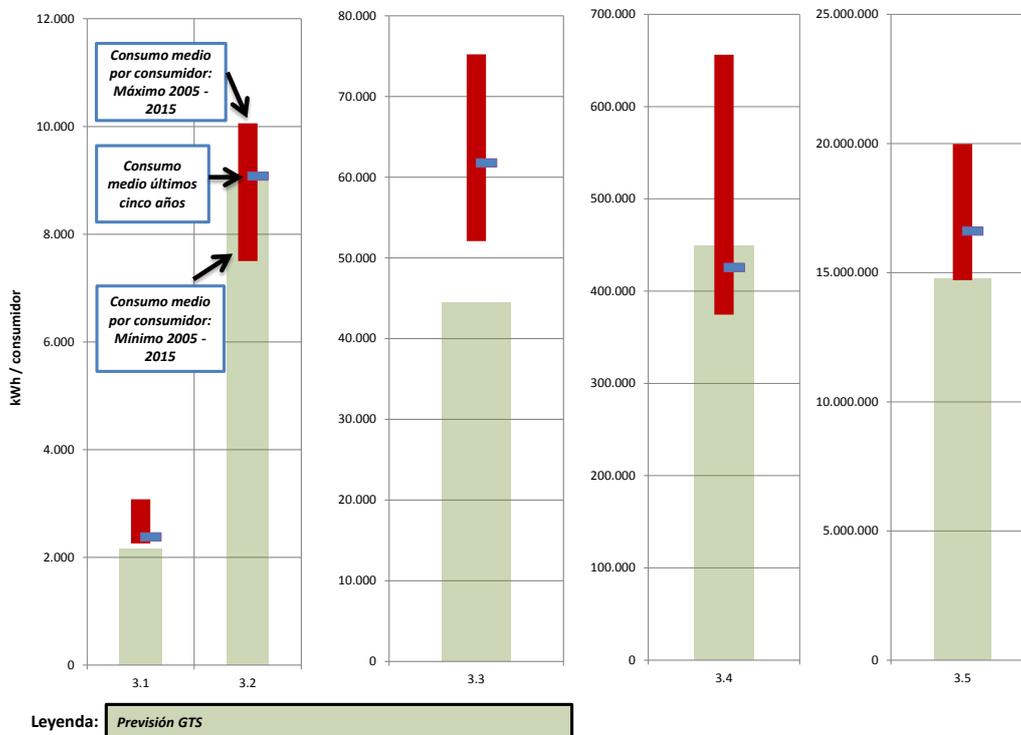
Si se comparan los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que el tamaño medio de los consumidores aumenta respecto del previsto para el cierre de 2015 en los peajes 3.1 y 3.2 y se reduce para los peajes 3.3, 3.4 y 3.5, con la excepción del tamaño medio previsto por el GTS para el peaje 3.4 que aumenta un 1,3%.

En el Gráfico 11 y el Gráfico 12 se compara el consumo medio por peaje del grupo 3 resultante de las previsiones remitidas por el GTS y por las empresas transportistas y distribuidoras, respectivamente, con el consumo mínimo y máximo registrado desde 2005 hasta 2015³² y con el consumo medio registrado en los últimos tres años (julio 2010- junio 2015).

Se observa que, los consumos medios previstos para el año 2016 por el GTS para el peaje 3.2 y 3.4 son superiores a los consumos medios registrados entre 2005 y 2015, mientras que los consumos previstos para los peajes 3.1, 3.3 y 3.5 son inferiores al consumo mínimo registrado en el mismo periodo. Por otra parte, los consumos medios previstos para 2016 por la empresas distribuidoras son superiores en todos los peajes, con la excepción del peaje 3.4, a los consumos medios registrados en los últimos cinco años y, para el peaje 3.2 prácticamente igual al consumo máximo registrado en el periodo 2005-2015.

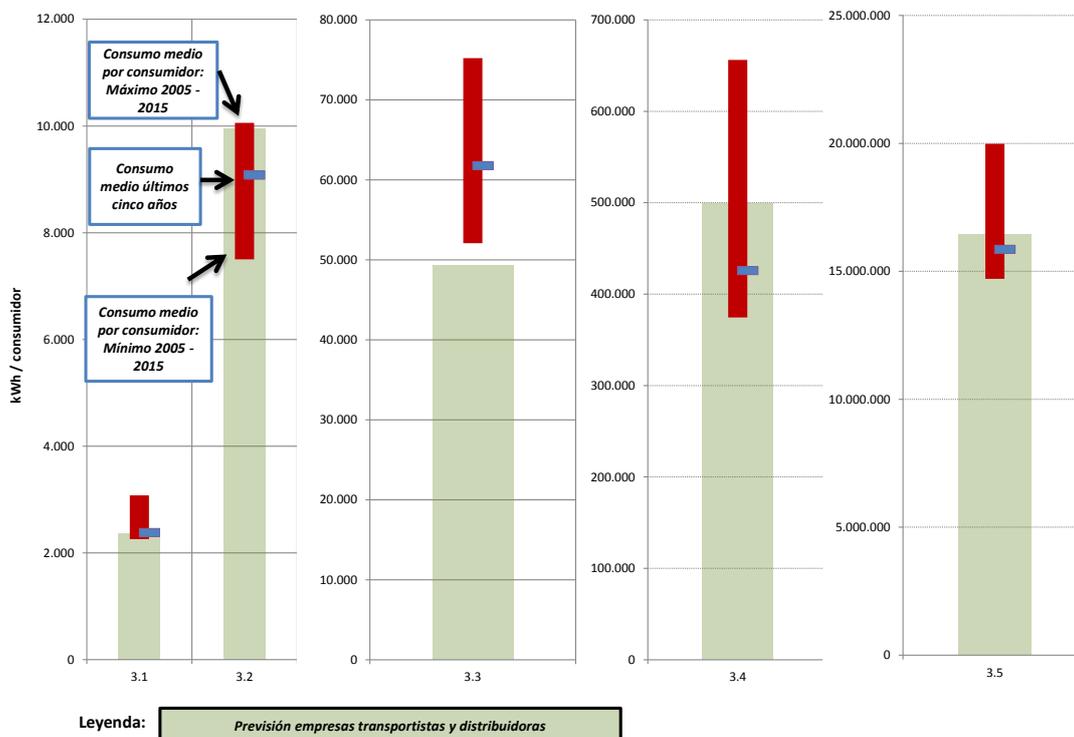
³² Calculado como el consumo medio registrado desde agosto de un año hasta julio del año siguiente.

Gráfico 11. Consumo medio por cliente. Previsiones de GTS para 2016 vs datos históricos



Fuente: GTS y CNMC.

Gráfico 12. Consumo medio por cliente. Previsiones de las empresas distribuidoras para 2016 vs datos históricos



Fuente: Empresas distribuidoras y CNMC.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión ha optado por elaborar un escenario para el ejercicio 2016 más moderado que el previsto por el GTS y por las empresas, resultado de imponer un incremento del número de clientes del 1,5%, en línea con la tendencia registrada en los últimos meses, y un trasvase de los consumidores del peaje 3.1 al peaje 3.2 consecuencia de la reclasificación de los consumidores por tamaño medio³³.

El consumo por peaje de acceso resulta de multiplicar el número de clientes previsto para 2016, por los consumos medios registrados en los últimos cinco años, lo que supone una reducción de la demanda del 1,3% sobre la demanda prevista para el cierre de 2015, consecuencia de pasar de un año frío a un año medio (véase el Cuadro 49).

Cuadro 49. Previsión de la CNMC del número de clientes del Grupo 3 y su consumo para 2016

Peaje	Volumen (MWh)	Prevision cierre 2015		Prevision 2016		% variación 2016 sobre 2015	
		Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes
3.1	<5	11.143.002	4.329.938	10.084.075	4.236.255	-9,5%	-2,2%
3.2	<50	29.840.414	3.145.408	30.426.471	3.351.221	2,0%	6,5%
3.3	<100	1.498.555	22.933	1.491.113	24.124	-0,5%	5,2%
3.4	100 < C ≤ 30.000	20.791.463	46.563	20.283.961	47.638	-2,4%	2,3%
3.5	>30.000	4.346.569	301	4.467.766	303	2,8%	0,6%
TOTAL		67.620.003	7.545.143	66.753.387	7.659.541	-1,3%	1,5%

Fuente: CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro 50 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 para el año 2016.

³³ Como consecuencia de que 2014 fue un año cálido, en 2015 se produjo un trasvase de consumidores del peaje 3.2 al peaje 3.1. Se considera que dado que 2015 es un año más frío que 2014, se producirá un aumento del tamaño medio de los consumidores que fueron traspasado al peaje 3.1 y, en consecuencia, volverán al peaje 3.2 en 2016.

Cuadro 50. Previsión del GTS y de las Empresas de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para 2016

GTS	Prevision 2016			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2015 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	69.134.878	64	140.516.142	1,8%	4,1%	0,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.151.135	147	21.465.675	0,6%	1,4%	7,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	83.568.265	3.695	127.628.364	-0,3%	1,7%	0,6%
TOTAL	186.854.278	3.905	289.610.181	0,6%	1,7%	0,8%

Empresas	Prevision 2016			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2015 de las Empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	69.794.375	63	235.904.887	3,7%	0,8%	0,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.266.028	145	119.866.669	2,5%	0,0%	1,2%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	84.020.104	3.671	378.934.530	2,0%	2,4%	4,0%
TOTAL	188.080.508	3.878	734.706.087	2,8%	2,3%	2,3%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En relación con las previsiones de la demanda de gas natural, el GTS estima que la demanda de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar se incrementará en 2016 un 0,6%, sobre la prevista por el GTS para el cierre del ejercicio 2015, consecuencia del incremento de la demanda de los consumidores conectados en redes de presión superior a 60 bar (1,8%) y de los consumidores conectados a redes de presión de diseño entre 16 y 60 bar (0,6%), parcialmente compensado por la contracción de la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar (-0,3%).

Por otra parte, las empresas transportistas/distribuidoras estiman que la demanda de este tipo de consumidores se incrementará un 2,8% en 2016 respecto de las previstas para el cierre de 2015, con incrementos de demanda en todos los niveles de presión.

Cabe destacar que si bien, las tasas de variación previstas por las empresas transportistas/distribuidoras para este colectivo de consumidores son muy superiores a las que resultan de la previsión del GTS, la demanda prevista por las empresas es tan solo un 0,7% superior a la prevista por el GTS, consecuencia de las diferencias, ya comentadas, en la previsión del cierre de 2015.

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada³⁴, se observa que en ambos agentes prevén un aumento de la capacidad contratada de los consumidores, más acusada para los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar en la previsión del GTS y para los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar en la previsión de las empresas.

Teniendo en cuenta las previsiones de los agentes y la evolución de la demanda registrada durante los últimos 12 meses, se ha optado por un escenario más moderado al previsto por el GTS y por las empresas. En particular, se estima que la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño aumentará un 1%, mientras que la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 10 y 60 bar y entre 4 y 16 bar aumentará un 0,5%, manteniéndose la capacidad contratada en todos los grupos tarifarios.

Previsión demanda convencional para 2016

En el Cuadro 51 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 2016³⁵ aumentará un 0,1% sobre el cierre previsto para 2015, por debajo de la previsión del GTS (1,6%) y de las empresas transportistas y distribuidoras (1,9%).

³⁴ La capacidad contratada prevista por el GTS es muy inferior a la prevista por la empresas porque no incluye las correcciones solicitadas por la CNMC a las empresas transportistas y distribuidoras.

³⁵ Sin incluir el GNL directo a cliente final

Cuadro 51. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para 2016⁽¹⁾.

GTS	Prevision 2016			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2015 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	69.134.878	64	140.516.142	1,8%	4,1%	0,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.151.135	147	21.465.675	0,6%	1,4%	7,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	83.568.265	3.695	127.628.364	-0,3%	1,7%	0,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.500.000	7.779.409	40.927.153	4,6%	1,8%	20,0%
TOTAL	253.354.278	7.783.314	330.537.334	1,6%	1,8%	2,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	8.650.618			-16,9%		
TOTAL	262.004.896	7.783.314	330.537.334	0,9%	1,8%	2,8%

Empresas	Prevision 2016			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2015 de las Empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	69.794.375	63	235.904.887	3,7%	0,8%	0,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.266.028	145	119.866.669	2,5%	0,0%	1,2%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	84.020.104	3.671	378.934.530	2,0%	2,4%	4,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	73.867.721	7.779.412	32.483.040	3,7%	2,1%	8,8%
TOTAL	261.948.229	7.783.290	767.189.127	3,0%	2,1%	2,6%
<i>GNL directo a cliente final</i>	8.650.618			-22,6%		
TOTAL	270.598.848	7.783.290	767.189.127	1,9%	2,1%	2,6%

CNMC	Prevision 2016			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2015 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	63.916.280	63	228.170.053	1,0%	0,0%	0,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.832.498	146	119.488.985	0,5%	0,0%	0,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	79.843.330	3.577	345.344.746	0,5%	0,0%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.753.387	7.659.541	23.925.661	-1,3%	1,5%	0,6%
TOTAL	243.345.495	7.663.327	716.929.445	0,1%	1,5%	0,0%
<i>GNL directo a cliente final</i>	9.232.890			-0,6%		
TOTAL	252.578.385	7.663.327	716.929.445	0,1%	1,5%	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

Según la información publicada por el GTS no se ha asignado capacidad interrumpible para el periodo octubre 2015-septiembre 2016, por no cumplir ninguna de las solicitudes con el criterio geográfico.

En consecuencia, la demanda interrumpible para 2016 es nula.

2.4. Demanda nacional

En el Cuadro 52 se muestra la demanda nacional prevista para el año 2016 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 se incrementará en 2016 un 2,5%, consecuencia del aumento de la demanda de los consumidores conectados a redes con presión de diseño superior a 60 bar (6,5%) y de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar (1,9%), el mantenimiento de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión de diseño comprendida entre 4 y 16 bar (0,5%) y de una reducción del 1,3% de la demanda de los consumidores conectados a redes con presión de diseño inferior a 4 bar.

Cuadro 52. Escenario de demanda prevista para 2016

	GWh			Tasa de variación (%)	
	Año 2014 (SIFCO)	Previsión de cierre 2015	Previsión 2016	% variación 2015 sobre 2014	% variación 2016 sobre 2015
<i>P > 60 bar</i>	111.125.705	118.824.113	126.542.139	6,9%	6,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	39.579.403	37.040.832	37.758.725	-6,4%	1,9%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	79.120.153	79.551.838	79.955.348	0,5%	0,5%
<i>P ≤ 4 bar</i>	61.997.599	67.620.003	66.753.387	9,1%	-1,3%
TOTAL	291.822.860	303.036.786	311.009.600	3,8%	2,6%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.858.072	9.287.885	9.232.890	-14,5%	-0,6%
TOTAL	302.680.932	312.324.671	320.242.490	3,2%	2,5%

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

En el Cuadro 53 se muestra el escenario de demanda previsto para el ejercicio 2016 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor.

Cuadro 53. Escenario de demanda prevista para 2016 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor

CONSUMO POR TARIFA/PEAJE. TOTAL SISTEMA (MWh), Año 2016																			
Pto. de Cód.	Peaje	Volumen	Año 2016																
			Ciclos combinados			Centrales térmicas			Plantas Sotillo			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)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)		
MWh	Nº	Qd (MWh/día)	MWh	Nº	Qd (MWh/día)	MWh	Nº	Qd (MWh/día)	MWh	Nº	Qd (MWh/día)	MWh	Nº	Qd (MWh/día)					
TOTAL GRUPO 1			61.983.703	39	353.811.591	642.156	3	11.465.941	0	0	0	58.831.049	61	208.070.053	121.456.908	104	573.347.584		
P-200 Tarifa	101	1.1	<=200.000	MWh	61.983.703	39	353.811.591	642.156	3	11.465.941	0	0	58.831.049	61	208.070.053	121.456.908	104	573.347.584	
	102	1.2	<1.000.000		584.309	11	5.835.358	36.328	1	67.027	0	0	1.428.250	19	6.201.838	2.048.887	31	12.104.222	
	103	1.3	>1.000.000		56.414.624	21	253.744.399	0	0	0	0	0	42.920.739	17	151.038.761	98.358.263	37	404.784.111	
TOTAL GRUPO 2			4.926.227	1	37.186.042	112.018	1	1.290.223	0	0	0	112.875.828	3.722	464.833.732	117.714.073	3.724	503.309.996		
P-200 Tarifa	201	2.1	<=500	MWh	4.926.227	1	37.186.042	0	0	0	0	0	32.832.498	146	119.488.988	37.758.725	147	156.675.027	
	202	2.2	<=5.000		0	0	0	0	0	0	0	0	854	10	28.344	654	10	28.344	
	203	2.3	<=50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	300.171	30	73.171	73.171	30	300.171	
	204	2.4	<=100.000		0	0	0	0	0	0	0	0	841.881	39	2.874.471	561.881	39	2.874.471	
	205	2.5	<=500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	924.720	17	4.449.796	924.720	17	4.449.796	
	206	2.6	>500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	9.038.280	34	33.852.252	9.038.280	34	33.852.252	
TOTAL GRUPO 2			4.926.227	1	37.186.042	112.018	1	1.290.223	0	0	0	112.875.828	3.722	464.833.732	117.714.073	3.724	503.309.996		
P-200 Tarifa	301	3.1	<=200	MWh	0	0	0	112.018	1	1.290.223	0	0	0	0	3.577	345.344.746	79.955.348	3.578	346.634.909
	302	3.2	<=5.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.137.385	759	1.778.827		
	303	3.3	<=50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.797.031	1.278	11.435.298	2.797.031	1.278	11.541.138
	304	3.4	<=100.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.970.938	978	69.228.695	12.970.938	978	69.440.573
	305	3.5	<=500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.187.226	549	28.128.471	11.187.226	549	28.401.874
	306	3.6	>500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	38.108.028	193	148.825.159	38.108.028	193	149.154.634
TOTAL INTERRUPTIBLES			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
P-200 Tarifa	401	4.1	<=200	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	402	4.2	<=5.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	403	4.3	>1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	404	4.4	C<=30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	405	4.5	100=C<=30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	406	4.6	100=C<=500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	407	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	408	4.8	C<=30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	409	4.9	100=C<=30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	410	4.10	100=C<=500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL TARIFA/PEAJE 3.x			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
P-200 Tarifa	501	5.1	<=200	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	502	5.2	<=5.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	503	5.3	<=50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	504	5.4	100 < C <= 30.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	505	5.5	<=30.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	TOTAL GRUPO 3			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P-200 Tarifa	601	6.1	<=200	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	602	6.2	<=5.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	603	6.3	<=50.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PEAJE DE MATERIA PRIMA			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
450/451 P <= 60 bar			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
450/451 HB-P<60 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
450/451 C<=P<18 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Suministro GNL Directo a cliente final (5)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL GAS DE EMISIÓN			66.909.430	46	309.997.432	754.174	4	12.776.164	10.119.216	95.898	989.422	242.459.166	7.567.441	715.939.822	320.242.400	7.663.371	1.120.663.241		

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

2.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro 54 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el año 2016 remitidas por el GTS y las empresas transportistas.

Se observa que tanto el GTS como las empresas estiman que las exportaciones se mantendrán durante 2016. No obstante, mientras que el GTS prevé un aumento del 30,1% de las exportaciones a Francia y una reducción del 7,2% de las exportaciones a Portugal, las empresas prevén un aumento moderado (0,8%) para ambas interconexiones.

A la fecha de realización del presente informe están pendiente de celebrar subastas de capacidad en las interconexiones con entrega en 2016³⁶, 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 las empresas transportistas para el año 2016.

Cuadro 54. Previsión del GTS y de las empresas transportista de exportaciones para el año 2016 (MWh)

GTS (1)	Previsión cierre 2015	Previsión 2016	Tasa de variación	
			2015 sobre 2014	2016 sobre 2015
<i>Francia</i>	8.681.750	11.298.640	2043,5%	30,1%
<i>Portugal</i>	35.628.875	33.048.140	467,7%	-7,2%
TOTAL	44.310.625	44.346.780	563,2%	0,1%

Empresas	Previsión cierre 2015	Previsión 2016	Tasa de variación	
			2015 sobre 2014	2016 sobre 2015
<i>Francia</i>	5.802.760	5.849.182	1332,7%	0,8%
<i>Portugal</i>	8.703.070	8.772.695	38,7%	0,8%
TOTAL	14.505.830	14.621.877	117,1%	0,8%

Fuente: GTS, Empresas Distribuidoras y CNMC.

³⁶ Véase

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

En 2016, la capacidad contratada para las exportaciones hacia Portugal se corresponde con las previsiones remitidas por las empresas, mientras que la capacidad contratada para las exportaciones hacia Francia se corresponde con la información sobre la capacidad contratada en las conexiones internacionales publicada por ENAGÁS en su página web.

Esto es, la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación a Francia es de 126,4 GWh/día, lo es un 38% superior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional prevista para el cierre de 2015. Asimismo, la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación Portugal es de 25,4 GWh/día, lo es un 4,1% superior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional entre prevista para el cierre de 2015.

3. Previsión de la reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema para el cierre de 2015 y 2016

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre de 2015 y para 2016 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 y almacenamiento subterráneo, considerando las siguientes hipótesis.

- Almacenamiento Subterráneo

Se ha considerado como mejor previsión para el cierre del ejercicio las previsiones remitidas por el GTS, lo que supone considerar que la capacidad contratada para el ejercicio 2015 será de 25.712 GWh/día. En 2016 la capacidad contratada se estima en 28.707 GWh/día, resultado de considerar la previsión del GTS, con la excepción de la capacidad asignada en la subasta para la que se ha supuesto una cobertura equivalente a la registrada en la última subasta.

- Necesidades de regasificación

Las necesidades de regasificación y almacenamiento de GNL se han estimado considerado lo siguiente:

- La demanda prevista para determinar el escenario de regasificación es el resultado de sumar a la demanda prevista para el cierre de 2015 y 2016, incrementada por las mermas correspondientes, el saldo inyección-extracción previsto para cada uno de los ejercicios, excluyendo la demanda abastecida por GN, la demanda de los clientes conectados a una planta satélite y la demanda prevista por los consumidores acogidos al peaje temporal de materia prima para el

ejercicio 2015, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria primera de la Orden IET/2446/2013³⁷.

- Se ha considerado para el cierre del ejercicio 2015 como mejor previsión de las entradas por GN 186.042 GWh, resultado de considerar los valores previstos por el GTS para el cierre de 2015, con la excepción de las entradas por Tarifa para las que se ha aplicado al valor de cierre del ejercicio 2014 registrado en la base de datos de liquidaciones, la tasa de variación prevista por el GTS para el cierre de 2015.

La previsión para el ejercicio 2016 (188.796 GWh) resulta de aplicar a la previsión cierre estimada por la CNMC las variaciones respecto a 2015 previstas por el GTS.

- Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se distribuyen dichas cantidades por planta de regasificación en función de la información aportada por el GTS.
- El caudal contratado de regasificación para cada una de las plantas de sistema se calcula aplicando el factor de carga resultante de las previsiones del GTS a cada una de las plantas, con la excepción de la planta de Barcelona para la que se aplica el factor de carga registrado en el periodo comprendido entre agosto 2014 y julio 2015 (75,8%, en términos medios), superior al previsto por el GTS (50,5%) y por las empresas propietarias (59,3%).

- 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.

- Trasvase de planta a buque

Para el cierre del ejercicio 2015, el GTS estima que se realizarán 22 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 20.041 GWh, un 67% inferior al registrado en 2014. Las empresas propietarias de plantas de regasificación estiman que se realizarán 18 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 15.223 GWh, cifra un 24% inferior a la prevista por el GTS.

Para el ejercicio 2016, el GTS prevé que se realizarán 17 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 15.409 GWh, lo que supone una reducción del 23,1% sobre el cierre previsto para 2015. Por su parte,

³⁷ La Disposición transitoria primera de la Orden IET/2446/2013 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.

las empresas propietarias de las plantas de regasificación estima en 41 el número de operaciones con un volumen descargado de 35.387 GWh.

Se indica que, según la información de la base de datos de liquidaciones, en el periodo comprendido julio de 2014 y junio de 2015 se realizaron 42 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 58.851 GWh, un 28,5% y un 30,2% inferiores a las registradas en los doce meses anteriores (julio de 2014 y junio de 2015), respectivamente.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha considerado como escenario más probable el previsto por el GTS para el cierre de 2015 y 2016

- 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 y la previsión de trasvase de GNL a buque.

El nº de barcos se ha calculado considerando el tamaño medio previsto por el GTS.

- Almacenamiento de GNL

El volumen de almacenamiento de GNL para el cierre de 2015 y 2016 se ha estimado en función del nº de días de almacenamiento sobre la capacidad contratada de regasificación.

El GTS estima que en 2015 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 2016, el GTS estima que el volumen almacenado será de 8.676 GWh/día (14,1 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 8.207 GWh/día (18,4 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 2014 y junio de 2015 es de 3.742 GWh/día (21,2 veces la capacidad contratada de regasificación), un 95,9% inferior al registrado 12 meses antes, si bien el número de días de capacidad almacenada se ha incrementado un 36,1% en dicho periodo, consecuencia de la reducción de la capacidad contratada de regasificación.

Teniendo en cuenta lo anterior, y atendiendo a la evolución del número de días de almacenamiento en planta, se ha considerado como mejor

estimación para 2015 de 6.035 GWh/día y para 2016 de 6.355 GWh/día (12,9 veces la capacidad contratada de regasificación).

En el Cuadro 55 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para el cierre de 2015 y 2016.

Cuadro 55. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para el cierre de 2015 y 2016

	Año 2015			Año 2016		
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados		Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	
Regasificación	468.956	127.110		493.863	133.861	
Barcelona	110.862	30.664		116.750	32.293	
Huelva	80.023	23.351		84.273	24.592	
Cartagena	39.265	13.143		41.351	13.841	
Sagunto	119.513	23.272		125.860	24.508	
Mugardos	55.965	16.926		58.938	17.825	
Bilbao	63.328	19.753		66.692	20.802	
	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques	
Descarga de buques	194	158.180		197	160.476	
Barcelona	44	35.526		43	34.560	
Huelva	35	29.256		37	30.741	
Cartagena	19	16.577		18	16.188	
Sagunto	47	33.720		48	34.149	
Mugardos	22	19.038		23	19.903	
Bilbao	28	24.063		29	24.935	
	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques	
Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 9.000 m3 de GNL)	22	20.041		17	15.409	
	Nº de buques	GWh puestos en frío		Nº de buques	GWh puestos en frío	
Puesa en frío	5	65		2	12	
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas		Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	
Carga en cisternas	34.407	10.111		34.503	10.139	
	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	
Almacenamiento de GNL	13	6.034.762		13	6.355.278	
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
Almacenamiento de GN	25.712	7.935	9.940	28.707	8.942	10.145

Fuente: GTS, empresas y CNMC.

Por último en el Cuadro 56 se muestra el volumen y las capacidades contratadas por punto de entrada previstos para el cierre del ejercicio 2015 y 2016.

Cuadro 56. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema prevista para el cierre de 2015 y 2016

Punto de Entrada	2015			2016		
	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga
	MWh	Qd (MWh/día)	%	MWh	Qd (MWh/día)	%
TOTAL	313.208.124	1.128.763	76%	322.716.983	1.137.187	78%
Conexión Internacional	186.041.922	659.621	77,3%	188.795.782	643.130	80%
Tarifa GME	78.502.605	259.559	82,9%	81.674.075	259.559	86%
MEDGAZ	71.816.099	239.778	82,1%	74.281.147	235.960	86%
VIP Pirineos	35.723.218	160.284	61,1%	32.840.560	147.611	61%
VIP Ibérico	0	0		0	0	
Desde planta de regasificación	127.109.752	468.956	74,3%	133.860.752	493.863	74%
Barcelona	30.664.086	110.862	75,8%	32.292.704	116.750	76%
Cartagena	13.142.653	39.265	91,7%	13.840.680	41.351	92%
Huelva	23.351.313	80.023	79,9%	24.591.538	84.273	80%
Bilbao	19.752.862	63.328	85,5%	20.801.968	66.692	
Sagunto	23.272.387	119.513	53,3%	24.508.421	125.860	53%
Mugardos	16.926.451	55.965	82,9%	17.825.442	58.938	83%
Otros	56.449	185	83,5%	60.449	193	86%
Valdemingómez	56.449	185	83,5%	60.449	193	86%

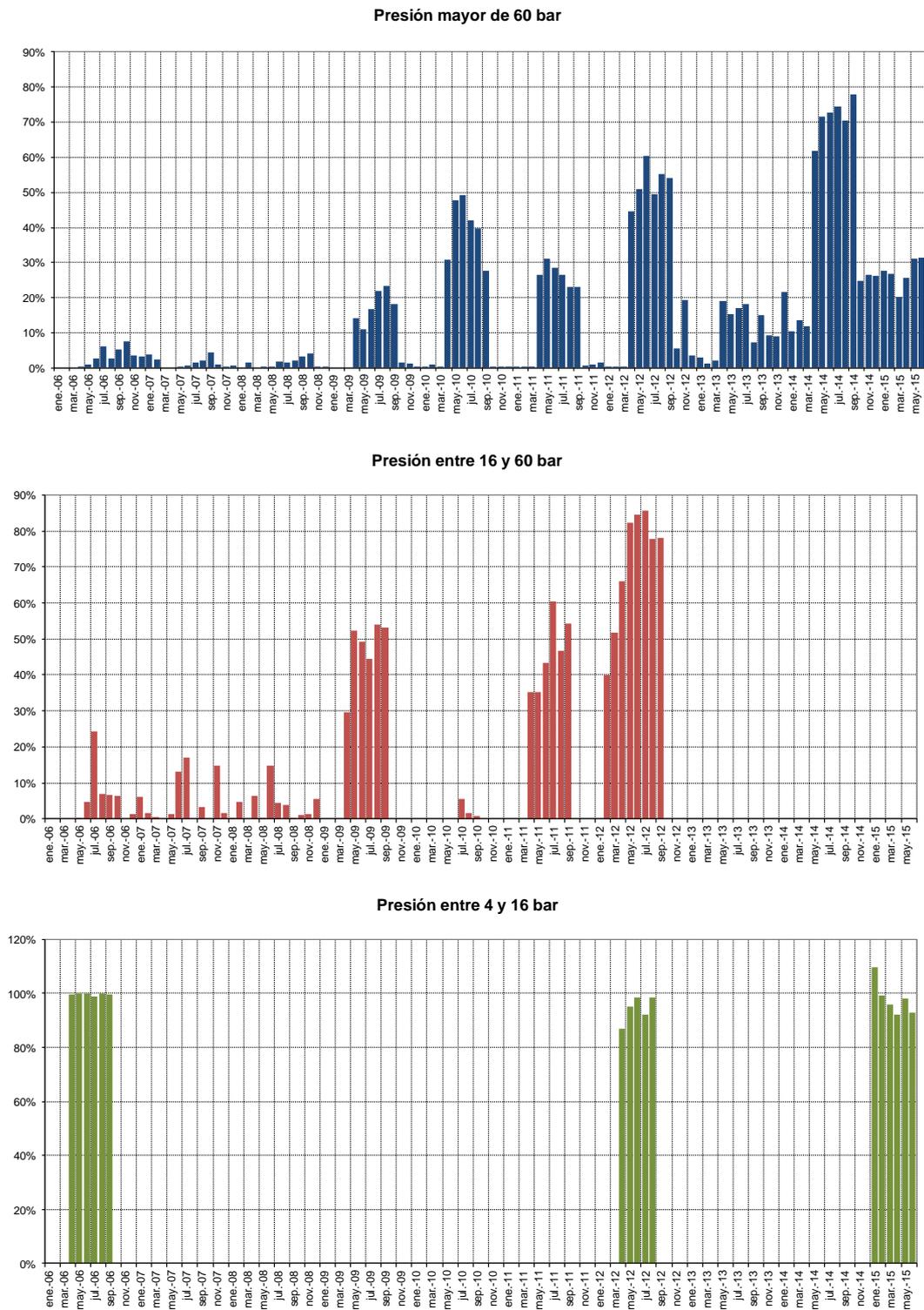
Fuente: GTS, empresas y CNMC.

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

En el Gráfico 13 y el Gráfico 14 se muestran 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.

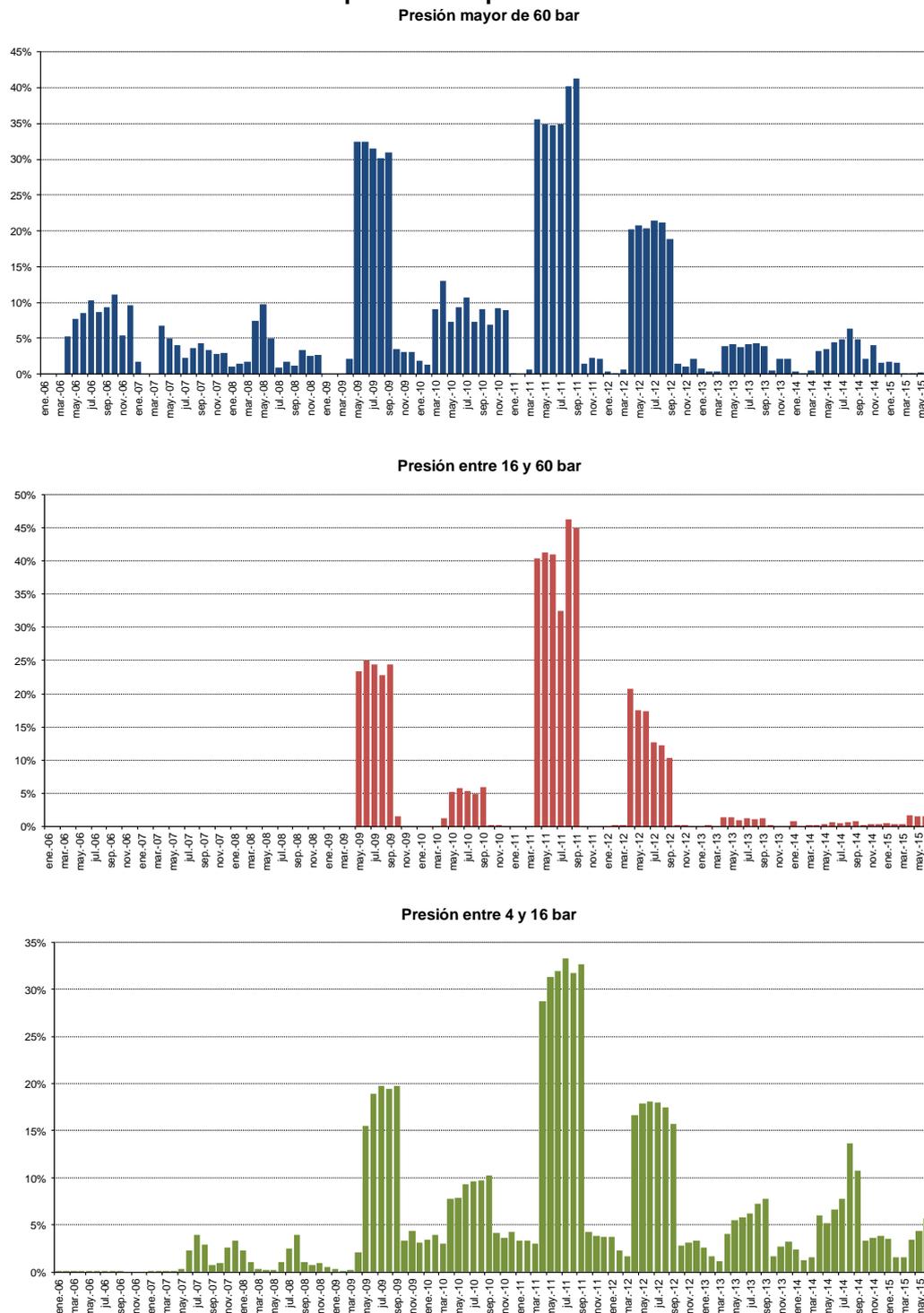
Del análisis de los gráficos, cabe señalar el aumento del porcentaje de contratos de corto plazo en la demanda destinada a la generación eléctrica. Se observa que desde noviembre de 2014 parece haberse producido un cambio de estrategia en la contratación de plantas de generación. En particular, el porcentaje que representan los contratos de corto plazo respecto del total de la demanda destinada a generación eléctrica se ha reducido desde el 70% a, aproximadamente, el 30%. Asimismo, el porcentaje que representan los contratos de corto plazo respecto de la demanda convencional se ha reducido progresivamente hasta representar menos del 2%.

Gráfico 13. 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



Fuente: CNMC

Gráfico 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 convencional



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 2015 y 2016 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 como por la evolución registrada durante los últimos 12 meses.

En el Cuadro 57 se muestra la previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre del ejercicio 2015 y 2016. Se indica que la demanda en consumidor final se corresponde con la previsión de las empresas transportistas y distribuidoras³⁸, siendo la capacidad contratada el resultado de imponer el factor de carga registrado en los últimos doce meses.

Se observa que el porcentaje de contratos a corto plazo previsto por las empresas distribuidoras y transportistas en el grupo 1 se sitúa en el 14,3% para el cierre de 2015 y en el 14,2% para 2016, inferior al registrado durante los últimos meses (19,7%) y ligeramente superior al promedio registrado entre enero y junio de 2015 (12,4%).

El porcentaje de demanda abastecida mediante contratos de corto plazo entre 16 y 60 bar se sitúa en 0,7% para el ejercicio 2015 y 2016, similar al registrado entre julio de 2014 y junio de 2015 (0,64%) e inferior al promedio registrado entre enero y junio de 2015 (0,9%).

Finalmente, el porcentaje de demanda abastecida mediante contratos de corto plazo entre 4 y 16 bar se sitúa en el 3,7% y 3,8% para los ejercicios 2015 y 2016, respectivamente, inferior al registrado entre julio de 2014 y junio de 2015 (5,2%) y similar al promedio registrado entre enero y junio de 2015 (3,6%).

Cuadro 57. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión de cierre 2015 y 2016 (GWh)

	Año 2015			Año 2016		
	TOTAL	Corto Plazo	%	TOTAL	Corto Plazo	%
Grupo 1	118.824.113	17.021.687	14,3%	126.542.139	17.908.865	14,2%
Grupo 2	116.567.760	3.233.967	2,8%	117.714.073	3.278.214	2,8%
16 < P < 60 bares	37.040.832	257.252	0,7%	37.758.725	261.450	0,7%
4 < P < 16 bares	79.526.928	2.976.714	3,7%	79.955.348	3.016.764	3,8%
Grupo 3	67.620.003	52.730	0,1%	66.753.387	54.761	0,1%
Grupo 4 (Interrumpible)	24.910	0	0,0%	0	0	
Total T&D	303.036.786	20.308.383	6,7%	311.009.600	21.241.840	6,8%

Fuente: Empresas y CNMC.

³⁸ Al GTS no se le solicita información sobre contratos de corto plazo.

ANEXO II. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2015 Y 2016

Previsión de ingresos para el cierre de 2015

Orden IET/2445/2014

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	137.220.370			127.948	57.571	185.519	0,1352
Peaje de descarga de buques	158.179.827	194		5.015	8.241	13.256	0,0084
Peaje de carga en cisternas	10.110.617	34.407	80,5%	11.220	1.751	12.971	0,1283
Peaje de regasificación	127.109.752	468.956	74,3%	107.515	16.152	123.666	0,0973
Trasvase de GNL a buques	20.041.262	22		3.817	31.324	35.142	0,1753
Puesta en frío	65.252	5		382	102	484	0,7416
Descarga + Regasificación	127.109.752					134.318	0,1057
Descarga + Carga en cisternas	10.110.617					13.819	0,1367

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	17.875.724	25.712	126.811	3.238	130.049	0,7275

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	6.034.762		71.367	71.367	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	313.208.124	1.128.762.710	139.518	139.518	0,0445

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	113.789.230	104	531.702.067	261.544	261.544	0,2298
Firme	113.789.230	104	531.702.067	261.544	261.544	0,2298
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	116.592.670	3.724	498.904.117	352.997	352.997	0,3028
Firme	116.567.760	3.724	498.616.617	352.884	352.884	0,3027
Interrumpible (A+B)	24.910	1	287.500	113	113	0,4545
Grupo 3	67.620.003	7.545.143	23.774.913	1.716.248	1.716.248	2,5381
Materia Prima	5.034.883	2	20.100.000	10.878	10.878	0,2161

Total T&D	303.036.786	7.548.973	1.074.481.098	2.341.667	2.341.667	0,7727
----------------------	--------------------	------------------	----------------------	------------------	------------------	---------------

Total Acceso	303.036.786			2.868.120	0,9465
---------------------	--------------------	--	--	------------------	---------------

5. Otros peajes y cánones

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peajes de Transito Internacional	14.505.830		115.848.239	0	16.887	16.887	0,1164
Resultado Subasta AA.SS							
Venta Condensados							

Total otros peajes y cánones	14.505.830				16.887	0,1164
-------------------------------------	-------------------	--	--	--	---------------	---------------

Total	317.542.616				2.885.007	0,9085
--------------	--------------------	--	--	--	------------------	---------------

Previsión de ingresos para el ejercicio 2016

Orden IET/2445/2014

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	143.999.509			127.109	56.815	183.924	0,1277
Peaje de descarga de buques	160.476.411	197		5.095	8.373	13.468	0,0084
Peaje de carga en cisternas	10.138.757	34.503	80,5%	11.261	1.758	13.019	0,1284
Peaje de regasificación	133.860.752	493.863	74,3%	107.654	22.581	130.234	0,0973
Trasvase de GNL a buques	15.409.000	17		2.956	24.084	27.040	0,1755
Puesta en frío	12.000	2		143	19	162	1,3498
Descarga + Regasificación	133.860.752					141.469	0,1057
Descarga + Carga en cisternas	10.138.757					13.869	0,1368

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	19.086.392	28.707	141.583	3.511	145.093	0,7602

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	6.355.278		75.158	75.158	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	322.716.983	1.137.186.925	140.581	140.581	0,0436

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	121.456.908	104	573.347.584	280.513	280.513	0,2310
Firme	121.456.908	104	573.347.584	280.513	280.513	0,2310
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	117.714.073	3.724	503.309.996	355.805	355.805	0,3023
Firme	117.714.073	3.724	503.309.996	355.805	355.805	0,3023
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 3	66.753.387	7.659.541	23.925.661	1.707.576	1.707.576	2,5580
Materia Prima	5.085.232	2	20.100.000	12.007	12.007	0,2361
Total T&D	311.009.600	7.663.371	1.120.683.241	2.355.900	2.355.900	0,7575

Total Acceso	311.009.600	2.900.655	0,9327
---------------------	--------------------	------------------	---------------

5. Otros peajes y cánones

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peajes de Transito Internacional Resultado Subasta AA.SS Venta Condensados	14.621.877		151.876.607	0	21.343	21.343	0,1460

Total otros peajes y cánones	14.621.877	21.343	0,1460
-------------------------------------	-------------------	---------------	---------------

Total	325.631.476	2.921.998	0,8973
--------------	--------------------	------------------	---------------

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

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

La Ley 18/2014 establece, en el último párrafo del Artículo 60.2, que “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”.

En consecuencia, los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo 2015-2020 serán los publicados para el año 2014 en la Orden Ministerial IET/2446/2013, en sus Anexos V, VI y VII, para las actividades de transporte, almacenamiento subterráneo y regasificación.

Dichos valores se recogen a continuación.

Cuadro 58. Valores Unitarios de Inversión para las instalaciones de transporte.

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

Gasoductos		Estaciones de Compresión		Coeficientes Correctores para	
Obra lineal de Gasoductos Transporte Primario		Potencia Instalada ≤ 37.284 kW		Obra Lineal de Gasoducto Transporte Secundario	
€/ (m*pulgada)	24,66	Turbocompresores Gas			0,62
		Término Fijo (€/ E.C.)	8.030.190	Posición Derivación (Tipo D)	1,52
		Término Variable (€/kW)	1.124,13	Posición Trampa de Rascadores (Tipo T) (1)	2,82
Posición de Seccionamiento (Tipo S) Simultánea en Gasoducto de Transporte Primario		Motores Electricos		Posiciones Posteriores Obra Lineal (2)	
Diametro Obra Lineal		Potencia Instalada > 37.284 kW		Posición de Transporte Secundario	
	€/posición	Turbocompresores Gas		Estación de Medida	
6	73.891	Término Fijo (€/ E.C.)		EM de Ultrasonido (3)	
8	138.215	Término Variable (€/kW)		ERM/EM Posteriores (4)	
10	201.990	Término Fijo (€/ E.C.)		Líneas Adicionales en ERM/EM (5)	
12	266.039	Término Variable (€/kW)		ERM/EM/Línea Adicional de Tpte Secundario	
14	330.088	Término Fijo (€/ E.C.)			
16	394.138	Término Variable (€/kW)			
18	458.186	Término Variable (€/kW)			
20	522.235	ERM			
22	586.286	Tamaño (G)			
24	650.334	€/ERM			
26	714.384	65		261.560	
28	778.432	100		264.818	
30	842.482	160		270.494	
32	906.532	250		279.226	
36	1.034.629	400		294.357	
40	1.162.727	650		321.178	
42	1.226.776	1.000		362.100	
44	1.290.826	1.600		441.409	
48	1.418.925	2.500		572.032	
52	1.547.022	4.000		720.614	
		6.500		869.193	
		Centros de Mantenimiento			
		Precio Máx Auditado (€)		1.946.838	

(1) Una posición con trampas de lanzamiento y recepción se considera formada por dos posiciones de Trampa de Rascadores (Tipo T)

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

(3) Aplicable a EM equivalentes a un tamaño de G-1000 o superior

(4) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (tipo D), o se transforme una posición de seccionamiento (tipo S) existente en posición de derivación (tipo D)

(5) Aplicable a nuevas líneas construidas sobre ERM/EM existentes y pem después de 5 años

Cuadro 59. 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		
€/ m / pulg	0,4808	
Estaciones de Compresión		
Turbocompresores Gas		
Término Fijo (€ / E.C.)	154.771	
Término Variable (€/kW)	62,08	
Motores Eléctricos		
Término Fijo (€ / E.C.)	623.998	
Término Variable (€/kWh)	Se abonará la totalidad del coste del suministro eléctrico, excepto IVA	
ERM en un Gasoducto de Transporte Primario		
Tamaño (G)	€/ERM	
65	39.701	
100	43.201	
160	47.746	
250	49.815	
400	53.299	
650	56.777	
1.000	67.930	
1.600	76.984	
2.500	87.093	
4.000	109.735	
6.500	132.383	
Coefficientes Correctores para		
Obra Lineal de Gasoducto Transporte Secundario	0,52	
Estación de Medida	0,75	
ERM/EM/Línea Adicional de Transporte Secundario	0,76	

Cuadro 60. 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	Valor	unidades	Valores Máximos para Unidades Constructivas No-Estandarizadas ⁽¹⁾ al Construir	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	€/ (N)m ³ /h Ampliados
Sistema de Compresión de Boil - Off para procesado interno planta	396,29	€/ (N)m ³ /h	Ampliaciones Muelles de Atraque ⁽⁴⁾	Según valor auditado	
Relicuidador Boil-Off	1,36	€/kg/h			
Sistema de Bombas Secundarias	3.605,71	€/m ³ GNL/h			
Vaporizadores de Agua de Mar	42,94	€/ (N)m ³ /h			
Vaporizadores de Combustión Sumergida	24,56	€/ (N)m ³ /h			
Sistema de Medida y Odorización	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, Cimentaciones 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 61. 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	Valor	unidades	Coste de O&M Variables por	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	€/ (N)m 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 97,3% 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_{NMML}), que representan tan sólo el 0,3%; y (3) la retribución por el coste del gas de operación, que representa prácticamente el 2,4% de la retribución anual.

La Ley 18/2014³⁹, 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 AASS⁴⁰.

³⁹ Ley de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

⁴⁰ 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)⁴¹, la Retribución Financiera (RF)⁴² 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 financiera⁴³ 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 2016, desglosados por empresa, y, en caso de existir, la retribución devengada en 2015 pendiente de reconocer y los ajustes a efectuar en las retribuciones por RCS de 2014 y 2015 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.

⁴¹ 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)

⁴² 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.

⁴³ 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: el Anexo VII (Regasificación), el Anexo VIII (AASS) y el Anexo IX (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 62 se recoge los cálculos de la RCS para 2016 de la actividad de regasificación y de los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores (2014 y 2015) como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro 62. Determinación de la RCS de la actividad de regasificación devengada en 2016 y los ajustes en la RCS de 2015 por revisión de las cifras de gas regasificado

Actualización del RCS₂₀₁₅

En GWh				
Gas Regasificado	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
2014	100.257,847	Previsión Cierre	99.938,109	Real
2015	107.843,699	Estimación	127.109,752	Previsión Cierre
Δ DT	0,075663426		0,271884707	
RCS ₂₀₁₄	48.211.976,00 €		48.211.976,00 €	
f^A	0,97		0,97	
$1+\Delta$ DT	1,075663426		1,271884707	
RCS ₂₀₁₅	50.304.063,49 €		59.480.472,72 €	

Calculo RCS₂₀₁₆

En GWh				
Gas Regasificado	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato		
2015	127.109,752	Previsión Cierre		
2016	140.403,460	Estimación		
Δ DT	0,104584484			
RCS ₂₀₁₅	59.480.472,72 €			
f^A	0,97			
$1+\Delta$ DT	1,104584484			
RCS ₂₀₁₆	63.730.171,05 €			

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 63 y el Cuadro 64 se presentan, respectivamente, los valores de la RCS devengada para 2016 y los ajustes por los desvíos de RCS en 2015, desglosados por empresa, como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado.

Cuadro 63. RCS devengada en 2016 por la actividad de regasificación, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2016	RCS 2016
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.829.703.192,79	1.760.940.984,93	57,2%	36.453.088,90
BBG	437.878.902,99	439.430.858,45	14,3%	9.096.620,66
Reganosa	323.241.715,50	354.290.110,07	11,5%	7.334.129,30
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	627.476.097,74	523.954.250,60	17,0%	10.846.332,18
Total General	3.218.299.909,02	3.078.616.204,06	100%	63.730.171,05

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 64. Ajustes de la RCS devengada en 2015 por la actividad de regasificación, desglosados por empresa

En Euros	O IET/2445/2014			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%	28.773.475,23	1.760.940.984,93	57,2%	34.022.299,39	5.248.824,16
BBG	439.430.858,45	14,3%	7.180.225,25	439.430.858,45	14,3%	8.490.033,66	1.309.808,41
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	5.789.039,95	354.290.110,07	11,5%	6.845.069,94	1.056.029,99
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	523.954.250,60	17,0%	8.561.323,06	523.954.250,60	17,0%	10.123.069,73	1.561.746,68
Total General	3.078.616.204,06	100%	50.304.063,49	3.078.616.204,06	100%	59.480.472,72	9.176.409,23

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 65. RD y RFNMLL devengadas en 2016 por la actividad de regasificación, por empresa y concepto retributivo

En Euros	VI Bruto	Valor Neto a 31/12/2015	Amortización	Retribución Financiera	Coste O&M	COEV	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.837.039.089,99	713.633.897,38	67.512.581,81	37.068.372,85	82.142.643,68	7.118.315,75	193.841.914,09	1.250.379,33	195.092.293,42
BBG	461.408.304,70	202.664.265,96	13.036.616,70	9.980.845,90	16.538.099,55	609.600,00	40.165.162,15	334.765,24	40.499.927,39
Reganosa	323.241.715,50	185.107.294,22	17.266.802,66	9.275.645,79	10.831.305,70	0,00	37.373.754,15	146.315,49	37.520.069,64
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	628.800.908,56	322.470.505,40	39.078.082,21	16.220.548,23	21.205.675,40	0,00	76.504.305,84	193.200,50	76.697.506,33
Total	3.250.490.018,75	1.423.875.962,95	136.894.083,38	72.545.412,77	130.717.724,33	7.727.915,75	347.885.136,24	1.924.660,55	349.809.796,78

Fuente: Elaboración Propia

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

En el Cuadro 65 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.

Por su parte el Cuadro 66, 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 2015 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 2015 y en 2016

Cuadro 66. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2016 por la Actividad de regasificación, desglosadas por empresa y estado de inclusión en el régimen retributivo

Empresa	Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)				
	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2015 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.837.039.089,99	713.633.897,38	190.407.603,77	1.250.379,33	191.657.983,10
INCLUSION DEFINITIVA	1.829.703.192,79	706.298.000,18	190.407.603,77	876.982,16	191.284.585,93
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL					0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.					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
PREVISTAS PONER EN SERVICIO					0,00
BBG	461.408.304,70	202.664.265,96	40.165.162,15	334.765,24	40.499.927,39
INCLUSION DEFINITIVA	354.911.907,36	100.619.710,68	26.965.446,90	192.873,71	27.158.320,61
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	82.966.995,63	79.405.521,98	11.298.911,57	0,00	11.298.911,57
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.					0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	20.741.748,91	19.851.380,50	1.900.803,68	0,00	1.900.803,68
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
Reganosa	323.241.715,50	185.107.294,22	37.373.754,15	146.315,49	37.520.069,64
INCLUSION DEFINITIVA	323.241.715,50	185.107.294,22	37.373.754,15	146.315,49	37.520.069,64
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL					0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.					0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)					0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION					0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO					0,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	628.800.908,56	322.470.505,40	76.504.305,84	193.200,50	76.697.506,33
INCLUSION DEFINITIVA	627.476.097,74	321.145.694,58	76.504.305,84	125.767,63	76.630.073,46
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL					0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.					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
PREVISTAS PONER EN SERVICIO					0,00
Total	3.250.490.018,75	1.423.875.962,95	344.450.825,91	1.924.660,55	346.375.486,46
INCLUSION DEFINITIVA	3.135.332.913,39	1.313.170.699,66	331.251.110,66	1.341.938,98	332.593.049,65
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	82.966.995,63	79.405.521,98	11.298.911,57	0,00	11.298.911,57
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	29.402.456,93	28.512.088,52	1.900.803,68	440.830,04	2.341.633,72
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 2016.

En el Cuadro 67 se muestran los valores obtenidos.

Cuadro 67. Previsión de Retribución Anual Variable por O&M desglosada por concepto

Concepto Retributivo	MWh Previsto	V.Unitario €/MWh	Retribución Prevista
Por Regasificación	140.403,46	162	22.745.360,58
Por Carga en cisternas	10.138,76	194	1.966.918,89
Por Transvase a buques	15.409,00	194	2.989.346,00
Por Transvase entre buques	0,00	194	0,00
Por Puesta en Frío Buques	12,00	194	2.328,00
Retrib. Variable O&M			27.703.953,47

Fuente: Elaboración Propia

1.2.1. Correcciones RD 2014 y 2015 por modificación Tr

La Disposición Final Cuarta de la Ley 8/2015 modifica el redactado del Artículo 65.2 de tal forma que, desde el 17 de octubre de 2014 en adelante, la Tr a aplicar en el cálculo de la retribución financiera de los activos regulados de regasificación, AASS y transporte pasa de 4,59% a 5,09%.

En consecuencia, es necesario revisar la retribución financiera correspondiente a los ejercicios 2014 y 2015 determinadas tanto en las Órdenes Ministeriales IET/2355/2014 y IET/2445/2014 (teniendo en cuenta las correcciones efectuadas por la Orden IET/389/2015) como en las Resoluciones de inclusión en régimen retributivo dictadas con anterioridad a la citada Ley 8/2015.

En el Cuadro 68 se recoge el ajuste que es necesario realizar por empresa y ejercicio retributivo. En dicho cuadro, se identifica el valor neto total de los activos afectados por la modificación, la retribución financiera reconocida en las diferentes órdenes/resoluciones, y la nueva retribución financiera a reconocer.

Cuadro 68. Correcciones RD 2014 y 2015 por modificación Tr por la Ley 8/2015, desglosadas por empresa

En Euros	Valor Neto a 31/12 año anterior (1)	Ret. Finan Ordenes IET/2355/2014 y IET/2445/2014	Nuevo Cálculo	Ajuste [2]
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.				
Año 2014	869.300.171,81	20.920.363,59	21.820.625,13	900.261,55
Año 2015	783.463.668,47	35.960.982,38	39.878.300,72	3.917.318,34
BBG				
Año 2014	117.789.259,96	2.834.687,29	2.956.671,78	121.984,49
Año 2015	192.171.480,95	8.820.670,98	9.781.528,38	960.857,40
Reganosa				
Año 2014	219.640.899,54	5.285.823,73	5.513.287,46	227.463,73
Año 2015	202.374.096,88	9.288.971,05	10.300.841,53	1.011.870,48
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.				
Año 2014	399.301.859,00	9.609.500,08	10.023.023,65	413.523,57
Año 2015	360.223.776,79	16.534.271,35	18.335.390,24	1.801.118,88

Fuente: Elaboración Propia

1.2.2. Previsión de Retribución 2015 asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo.

A día de hoy, existen dos partidas 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 2016 (582.721 €) ya que se les aplica la misma Tr (5,09%) y no hubo adquisiciones adicionales durante 2015.
- El importe asociado por la inclusión definitiva en el régimen retributivo del 3er Tanque de Bilbao, que de acuerdo con la información disponible se estima en 1.946.123,43 €.

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 458.869.263,86 € para el año 2016.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 426.152.939,95 € ya que sólo recoge (1) la RD fija y la RF_{NMLL} devengada en 2016 de las instalaciones/adquisiciones de gas incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta; (2) la RCS devengada en 2016; y , bajo el epígrafe de ajustes: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2014 y 2015; (4) las correcciones de RD 2014 y 2015 por la modificación de Tr por la Ley 8/2015; y (5) 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 69. Retribución Anual de la Actividad de Regasificación a Publicar en el BOE, desglosada por empresa

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2016	RCS 2016	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	190.407.603,77	36.453.088,90	876.982,16	227.737.674,83	10.066.404,05	237.804.078,88
BBG	38.264.358,47	9.096.620,66	192.873,71	47.553.852,84	2.392.650,31	49.946.503,15
Reganosa	37.373.754,15	7.334.129,30	146.315,49	44.854.198,94	2.295.364,20	47.149.563,14
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	76.504.305,84	10.846.332,18	125.767,63	87.476.405,65	3.776.389,13	91.252.794,78
Total	342.550.022,23	63.730.171,05	1.341.938,98	407.622.132,26	18.530.807,69	426.152.939,95

Fuente: Elaboración Propia

2. Retribución de los activos de AASS

2.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro 70 se recoge los cálculos de la RCS para 2016 de la actividad de AASS y de los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores (2014 y 2015) como consecuencia de la revisión de las cifras de gas almacenado a 1 de noviembre más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro 70. Determinación de la RCS de la actividad de AASS devengada en 2016 y los ajustes en la RCS de 2015 por revisión de las cifras de nivel de llenado a 1 nov

Actualización del RCS₂₀₁₅

En GWh

Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
2014	28.630,66	Previsión Cierre	28.779,15	Real
2015	27.648,66	Estimación	24.756,13	Previsión Cierre
ΔDT	-0,034298892		-0,139789584	
RCS₂₀₁₄	6.457.394,00	€	6.457.394,00	€
f ^A	0,97		0,97	
1+ΔDT	0,965701108		0,860210416	
RCS₂₀₁₅	6.048.835,16	€	5.388.076,05	€

Calculo RCS₂₀₁₆

En GWh

Nivel Llenado a 1 de nov	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
2015	24.756,13	Previsión Cierre
2016	23.089,42	Estimación
ΔDT	-0,067325063	
RCS₂₀₁₅	5.388.076,05	€
f ^A	0,97	
1+ΔDT	0,932674937	
RCS₂₀₁₆	4.874.563,79	€

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 71 y el Cuadro 72 se presentan, respectivamente, los valores de la RCS devengada para 2016 y los ajustes por los desvíos de RCS en 2014 y 2015, 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 y 2015, como por ejemplo, en el caso del AASS de Marismas

Cuadro 71. RCS devengada en 2016 por la actividad de AASS, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2016	RCS 2016
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	292.443.057,99	292.443.057,99	84,6%	4.123.179,62
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	53.293.114,34	15,4%	751.384,17
Total	345.736.172,33	345.736.172,33	100%	4.874.563,79

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 72. Ajustes de la RCS devengada en 2014 y 2015 por la actividad de AASS, desglosados por empresa

En Euros	O IET/2355/2014			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.	183.917.454,20	100,0%	6.457.394,00	292.443.057,99	84,6%	5.462.026,25	-490.866,29
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.		0,0%	0,00	53.293.114,34	15,4%	995.367,75	490.866,29
Total	183.917.454,20	1,00	6.457.394,00	345.736.172,33	100%	6.457.394,00	0,00

En Euros	O IET/2445/2014			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.	183.917.454,20	100,0%	6.048.835,16	292.443.057,99	84,6%	4.557.537,12	-1.491.298,05
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.		0,0%	0,00	53.293.114,34	15,4%	830.538,94	830.538,94
Total	183.917.454,20	1,00	6.048.835,16	345.736.172,33	100%	5.388.076,05	-660.759,11

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 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, así como la cantidad a minorar en aplicación de la Disposición Adicional 7ª de la Orden ITC/3802/2008⁴⁴.

Cuadro 73. RD devengada en 2016 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 31/12/2015 (€)	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.	642.154.108,37	438.954.017,15	36.212.086,32	22.342.759,47	29.294.042,55	87.848.888,34	-705.329,00	87.143.559,34
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	75.695.114,34	44.110.998,85	3.060.705,16	2.245.249,84	821.666,54	6.127.621,54		6.127.621,54
Total	717.849.222,71	483.065.015,99	39.272.791,48	24.588.009,31	30.115.709,08	93.976.509,88	-705.329,00	93.271.180,88

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.

Las diferentes Órdenes Ministeriales publicadas hasta la fecha sólo han recogido los valores provisionales para los AASS de Serrablo y Gaviota, quedando pendientes de definir dichos valores para los AASS de Yela y Marismas. En el siguiente cuadro se recogen tanto la propuesta de retribución provisional de los AASS de Serrablo y Gaviota (mantener los últimos valores publicados) como la propuesta de nuevos valores provisionales a publicar para los AASS de Yela y Marismas. Estos últimos valores, se han determinado⁴⁵ teniendo en cuenta tanto la información utilizada por la CNMC en sus trabajos para realizar sus propuesta⁴⁶ de retribución 2012 y 2013 por costes de O&M de los AASS de Yela y Marismas, como la última información sobre los costes de 2014 y 2015 de estas instalaciones facilitada por sus titulares.

⁴⁴ 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.

⁴⁵ 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

⁴⁶ 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.

Cuadro 74. Propuesta de Retribución Provisional 2016 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	21.351.275,75	25.471.080,53
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
Inclusión a Cuenta/Provisional	4.119.804,78	21.351.275,75	25.471.080,53
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	0,00	4.003.944,90	4.003.944,90
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
Pendiente Inclusión Provisional	5.088,23	4.820.523,20	4.825.611,43

Fuente: Elaboración Propia

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 75. RD devengada en 2016 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 31/12/2015 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	642.154.108,37	438.954.017,15	87.848.888,34	-705.329,00	87.143.559,34
INCLUSION DEFINITIVA	292.443.057,99	165.042.075,48	53.562.198,72	-705.329,00	52.856.869,72
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL					0,00
PROPUESTA INCLUSION A CUENTA PROX O.M.					0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSION DEFINITIVA (1)	228.417.917,00	194.155.229,45	25.126.359,05		25.126.359,05
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	64.361.323,38	54.373.757,22	6.599.190,41		6.599.190,41
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	56.931.810,00	25.382.955,00	2.561.140,16		2.561.140,16
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	75.695.114,34	44.110.998,85	6.055.604,88	0,00	6.055.604,88
INCLUSION DEFINITIVA	53.293.114,34	44.110.998,85	6.055.604,88		6.055.604,88
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL					0,00
PROPUESTA INCLUSION A CUENTA PROX O.M.					0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSION DEFINITIVA (1)					0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION					0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	22.402.000,00	0,00	0,00		0,00
Total	717.849.222,71	483.065.015,99	93.904.493,21	-705.329,00	93.199.164,21
INCLUSION DEFINITIVA	345.736.172,33	209.153.074,33	59.617.803,59	-705.329,00	58.912.474,59
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSION A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSION DEFINITIVA (1)	228.417.917,00	194.155.229,45	25.126.359,05	0,00	25.126.359,05
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	64.361.323,38	54.373.757,22	6.599.190,41	0,00	6.599.190,41
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	79.333.810,00	25.382.955,00	2.561.140,16	0,00	2.561.140,16

Fuente: Elaboración Propia

2.2.1. Correcciones RD 2014 y 2015 por modificación Tr

Como se ha indicado antes, la Disposición Final Cuarta de la Ley 8/2015 modifica el redactado del Artículo 65.2 de tal forma que, desde el 17 de octubre de 2014 en adelante, la Tr a aplicar en el cálculo de la retribución financiera de los activos regulados de regasificación, AASS y transporte pasa de 4,59% a 5,09%.

En consecuencia, es necesario revisar la retribución financiera correspondiente a los ejercicios 2014 y 2015 determinadas con anterioridad. En el Cuadro 76 se recoge el ajuste que es necesario realizar por empresa y ejercicio retributivo.

En dicho cuadro, se identifica el valor neto total de los activos afectados por la modificación, la retribución financiera reconocida en las diferentes órdenes/resoluciones, y la nueva retribución financiera a reconocer.

Cuadro 76. Correcciones RD 2014 y 2015 por modificación Tr por la Ley 8/2015, desglosadas por empresa y tipo de liquidación

En Euros	Ordenes IET/2355/2014 y IET/2445/2014		Nuevo Cálculo	Ajuste [3]
	Valor Neto a 31/12 año anterior	Ret. Financiera (Tr ₅₋₇₋₁₄ =5,09% y Tr ₁₇₋₁₀₋₁₄ =4,59%)	Ret. Financiera (Tr=5,09%)	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.				
Año 2014	98.332.276,06	2.366.440,31	2.468.274,83	101.834,52
Año 2015	84.068.079,70	3.858.724,86	4.279.065,26	420.340,40

Fuente: Elaboración Propia

2.2.2. Previsión de Retribución 2015 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 durante los años 2008, 2009 y 2010, que de acuerdo con la información disponible se estima en 1.538.202,60 €
- El importe asociado por la inclusión definitiva en el régimen retributivo de inversiones realizadas en el AASS de Yela puesto en servicio en 2012, que de acuerdo con la información disponible se estima en 29.401,723,23 €
- El importe asociado a las adquisiciones de Gas Colchón realizadas en el año 2014 para el AASS de Yela, que de acuerdo con la información disponible se estima en 5.256.014,53 €
- El importe asociado a la O&M de los AASS subterráneos (ajustes sobre retribución provisional, y retribuciones pendientes de reconocer) del año 2015, que de acuerdo con la información disponible se estima en 3.420.539,46 €

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 134.131.464,47 € para el año 2016.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 67.652.399,09 € 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 2016; y , bajo el epígrafe de ajustes: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2014 y 2015; (4) las correcciones de RD 2014 y 2015

por la modificación de Tr por la Ley 8/2015; y (5) 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 77. Retribución Anual de la Actividad de AASS a Publicar en el BOE, desglosada por empresa

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2016 sin Costes O&M	RCS 2016	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]+[3]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	28.091.118,19	4.123.179,62	-705.329,00	31.508.968,81	-1.459.989,42	30.048.979,40
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	5.233.938,34	751.384,17		5.985.322,51	1.321.405,23	7.306.727,73
Total	33.325.056,53	4.874.563,79	-705.329,00	37.494.291,32	-138.584,19	37.355.707,13

Fuente: Elaboración Propia

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

Cuadro 78. 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

Fuente: Elaboración Propia

3. Retribución de los activos de transporte

3.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro 79 se recogen los cálculos de la RCS para 2016 de la actividad de transporte así como la actualización de las retribuciones de años anteriores (2015) como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda más exactas (estimada, previsión cierre o real).

Cuadro 79. Determinación de la RCS de la actividad de transporte devengada en 2016 y los ajustes en la RCS de 2015 por revisión de las cifras de demanda

Actualización del RCS₂₀₁₅

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato	2 ^o Calculo RCS ₂₀₁₅	Tipo Dato
2014	297.041,562	Previsión Cierre	290.663,792	Real
2015	299.398,475	Estimación	302.231,799	Previsión Cierre
Δ DT	0,007934623		0,039798583	

RCS ₂₀₁₄	233.164.337,00 €	RCS ₂₀₁₄	233.164.337,00 €
f ^A	0,97	f ^A	0,97
1+ Δ DT	1,007934623	1+ Δ DT	1,039798583
RCS ₂₀₁₅	227.963.975,80 €	RCS ₂₀₁₅	235.170.628,78 €

Calculo RCS₂₀₁₆

En GWh

Demanda Gas por Red Tpte	1 ^{er} Calculo RCS ₂₀₁₆	Tipo Dato
2015	302.231,799	Previsión Cierre
2016	310.123,271	Estimación
Δ DT	0,026110661	

RCS ₂₀₁₅	235.170.628,78 €
f ^A	0,97
1+ Δ DT	1,026110661
RCS ₂₀₁₆	234.071.756,55 €

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 80 se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RCS devengada para 2016 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.

Por su parte, el Cuadro 81 y el Cuadro 82 recogen los ajustes de la RCS devengada en 2015 y 2014 a liquidar mediante pago único.

Cuadro 80. RCS devengada en 2016 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 2016
	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,0%	0,00			0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A. U.	4.533.486.518,67	54,3%	127.010.490,80	2.499.188.935,73	29,9%	70.017.460,52	197.027.951,32
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A. U.	127.524.132,16	1,5%	3.572.725,44	125.188.908,30	1,5%	3.507.301,64	7.080.027,08
Gas Natural Transporte SDG, S.L.			0,00	58.820.952,05	0,7%	1.647.932,11	1.647.932,11
Cegas, S.A.	19.223.760,91	0,2%	538.574,30	21.515.179,28	0,3%	602.770,84	1.141.345,14
Gas Andalucía S.A.	1.238.746,60	0,0%	34.704,82	35.045.174,48	0,4%	981.828,18	1.016.532,99
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	13.461.891,93	0,2%	377.149,35	28.067.145,36	0,3%	786.331,20	1.163.480,55
Reganosa	50.514.787,36	0,6%	1.415.225,99	21.804.100,85	0,3%	610.865,29	2.026.091,28
Gas Extremadura Transporte, S.L.	29.141.442,46	0,3%	816.428,79	39.295.393,61	0,5%	1.100.902,63	1.917.331,42
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,2%	452.045,06	203.063.772,18	2,4%	5.689.049,53	6.141.094,59
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,2%	2.888.788,63	189.541.747,74	2,3%	5.310.215,51	8.199.004,14
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.495.234,40	0,1%	153.954,89			0,00	153.954,89
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	179.830.738,00	2,2%	5.038.151,15	19.391.231,72	0,2%	543.266,17	5.581.417,32
Gas Navarra, S.A.			0,00	14.571.095,52	0,2%	408.224,88	408.224,88
Redexis Gas Murcia, S.A.			0,00	20.251.547,63	0,2%	567.368,84	567.368,84
Total	5.079.164.287,99	60,8%	142.298.239,21	3.275.745.184,47	39,2%	91.773.517,34	234.071.756,55

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 81. Ajustes de la RCS devengada en 2015 por la actividad de transporte, desglosados por empresa y tipo de liquidación

En Euros	O IET/2445/2014			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₄
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	Prorata 180 días [1]
ENAGAS, S.A.		0,0000%	0,00	0,00	0,0000%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	6.765.042.040,00	84,7984%	197.719.667,37	7.010.799.557,27	85,2382%	198.744.994,18	505.640,62
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,1587%	7.364.900,10	251.992.426,47	3,0638%	7.143.583,68	-109.142,34
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	237.812.710,47	2,9809%	6.950.474,18	23.978.767,62	0,2915%	679.759,85	-3.092.407,07
Cegas, S.A.	40.812.831,19	0,5116%	1.192.823,26	40.738.940,19	0,4953%	1.154.884,04	-18.709,75
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,4548%	1.060.458,27	36.283.921,08	0,4411%	1.028.591,35	-15.715,19
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,5206%	1.213.755,56	41.529.037,29	0,5049%	1.177.282,02	-17.986,95
Reganosa	72.318.888,21	0,9065%	2.113.640,45	72.318.888,21	0,8793%	2.050.125,23	-31.322,58
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.298.495,78	0,8561%	1.996.137,75	68.436.836,06	0,8321%	1.940.075,23	-27.647,27
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.495.234,40	0,0689%	160.607,42	5.495.234,40	0,0668%	155.781,13	-2.380,09
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	177.639.525,49	2,2267%	5.191.812,21	180.006.848,29	2,1885%	5.102.907,28	-43.843,53
Redexis Gas, S.A.	260.316.158,62	3,2630%	7.608.175,07	259.420.159,43	3,1541%	7.354.148,08	-125.273,59
Gas Natural Distribución SDG, S.A.		0,0000%	0,00	199.130.719,05	2,4211%	5.645.038,52	2.783.854,61
Gas Navarra, S.A.		0,0000%	0,00	14.571.095,52	0,1772%	413.067,34	203.704,44
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2538%	591.885,34	20.251.547,63	0,2462%	574.099,10	-8.771,30
Total	7.977.792.816,65	100,0000%	233.164.336,98	8.224.953.978,53	100,0000%	233.164.337,00	0,01

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 82. Ajustes de la RCS devengada en 2014 por la actividad de transporte, desglosados por empresa y tipo de liquidación

En Euros	O IET/2445/2014			Nuevo Calculo			Ajuste RCS ₂₀₁₅ [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	
ENAGAS, S.A.		0,0000%	0,00	0,00	0,00000%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	6.786.917.937,10	84,2409%	192.038.918,00	7.032.675.454,40	84,39800%	198.479.309,16	6.440.391,16
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,1278%	7.130.240,00	251.992.426,47	3,02412%	7.111.842,86	-18.397,14
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	237.812.710,48	2,9518%	6.729.018,00	53.010.240,91	0,63617%	1.496.078,71	-5.232.939,29
Cegas, S.A.	40.812.831,19	0,5066%	1.154.818,00	40.738.940,19	0,48890%	1.149.752,57	-5.065,43
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,09	0,4504%	1.026.670,00	36.283.921,08	0,43544%	1.024.021,03	-2.648,97
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,5155%	1.175.083,00	41.529.037,29	0,49838%	1.172.051,05	-3.031,95
Reganosa	72.318.888,21	0,8976%	2.046.296,00	72.318.888,21	0,86789%	2.041.015,98	-5.280,02
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.298.495,79	0,8477%	1.932.537,00	68.436.836,06	0,82130%	1.931.454,97	-1.082,03
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.495.234,40	0,0682%	155.490,00	5.495.234,40	0,06595%	155.088,96	-401,04
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	201.295.992,23	2,49854%	5.695.760,00	203.663.315,03	2,44413%	5.747.877,08	52.117,08
Redexis Gas, S.A.	293.549.578,49	3,6436%	8.306.118,00	292.653.579,28	3,51209%	8.259.400,08	-46.717,92
Gas Natural Distribución SDG, S.A.			0,00	199.130.719,05	2,38974%	5.619.956,13	5.619.956,13
Gas Navarra, S.A.			0,00	14.571.095,52	0,17487%	411.231,97	411.231,97
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,2514%	573.027,00	20.251.547,63	0,24304%	571.548,23	-1.478,77
Total	8.056.558.600,37	100,0%	227.963.975,00	8.332.751.235,54	100,0%	235.170.628,78	7.206.653,78

Fuente: Elaboración Propia

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

En el Cuadro 83 se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RD y sus conceptos retributivos, así como la RF_{NMMLL} 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.

La misma información (RD y RF_{NMMLL}) puede agruparse, ver Cuadro 84, 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 los casos de 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 2015 que se proponen incluir a cuenta en la Orden;
- d) Instalaciones cuya inclusión definitiva se está tramitando⁴⁷
- e) Instalaciones puestas en marcha pendientes de ser incluidas en el Régimen Retributivo.
- f) Instalaciones previstas poner en servicio hasta finales de 2015 y en 2016

⁴⁷ 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 83. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2016 por la actividad de transporte, por empresa y concepto retributivo

En Euros	VI Bruto	Valor Neto a 31/12/2015	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.	5.327.137.713,73	3.380.681.523,92	146.310.839,84	170.130.784,19	175.063.113,92	524.543,23	492.029.281,18	1.945.905,37	493.975.186,56
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	250.683.640,87	173.197.602,34	6.411.195,80	8.774.933,05	5.954.773,56	0,00	21.140.902,40	40.824,91	21.181.727,31
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	52.901.335,80	49.972.154,87	1.364.632,16	2.541.775,96	1.583.574,40	0,00	5.489.982,52	1.806,73	5.491.789,25
Cegas, S.A.	24.401.437,55	20.691.675,87	622.869,15	1.050.223,42	801.543,05	0,00	2.474.635,63	2.982,88	2.477.618,51
Gas Andalucía S.A.	30.515.705,71	25.264.209,11	789.239,19	1.284.208,69	777.868,25	0,00	2.851.316,13	1.739,55	2.853.055,69
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	34.295.251,25	27.487.938,30	887.597,22	1.396.998,22	846.476,97	0,00	3.131.072,41	2.137,84	3.133.210,25
Reganosa	65.709.888,05	53.301.946,55	1.658.153,37	2.713.069,08	1.635.634,27	0,00	6.006.856,72	0,00	6.006.856,72
Gas Extremadura Transporte, S.L.	49.398.605,29	41.978.326,03	1.273.591,44	2.128.221,31	1.669.284,08	0,00	5.071.096,82	8.475,49	5.079.572,31
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	4.076.869,33	3.170.411,78	100.717,51	158.922,15	107.141,47	0,00	366.781,13	2.451,81	369.232,94
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	276.569.546,13	209.230.834,70	5.970.606,49	10.624.788,33	7.303.553,97	0,00	23.898.948,80	25.061,15	23.924.009,95
Redexis Gas, S.A.	191.734.422,03	160.899.074,79	4.879.258,71	8.154.935,08	5.579.635,98	0,00	18.613.829,78	34.827,83	18.648.657,60
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	145.933.713,21	68.623.432,01	3.766.735,18	3.470.564,70	6.106.336,63	4.706,55	13.348.343,07	22.367,99	13.370.711,06
Gas Navarra, S.A.	9.724.699,74	8.477.815,51	249.376,85	430.385,07	265.426,92	0,00	945.188,84	1.135,74	946.324,57
Redexis Gas Murcia, S.A.	13.196.385,54	12.514.390,49	340.997,53	634.809,43	365.739,01	0,00	1.341.545,97	2.173,04	1.343.719,01
Gas Natural Madrid SDG, S.L.	3.670.094,30	3.670.094,30	103.402,28	186.807,80	195.752,05	0,00	485.962,14	0,00	485.962,14
Total	6.490.401.936,08	4.239.161.430,56	174.729.212,73	213.681.426,48	208.255.854,54	529.249,79	597.195.743,53	2.091.890,33	599.287.633,87

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 84. RD y RF_{NMLL} devengadas en 2016 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 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
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					
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL										
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)										
PENDIENTE DE INCLUSIÓN										
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.885.484.654,10	1.305.737.923,93	263.371.787,90	1.346.113,61	264.717.901,50	2.441.653.059,64	2.074.943.599,98	228.657.493,29	599.791,77	229.257.285,05
INCLUSIÓN DEFINITIVA	2.883.218.208,52	1.304.183.491,12	262.970.210,83	1.346.113,61	264.316.324,44	1.944.772.084,26	1.635.903.101,50	180.043.388,93	209.581,92	180.252.970,85
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL						430.787.822,84	388.937.016,89	43.162.415,59	0,00	43.162.415,59
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						31.570.602,44	26.734.235,49	2.189.129,74	390.209,85	2.579.339,59
PENDIENTE DE INCLUSIÓN	2.266.445,58	1.554.432,81	401.577,07	0,00	401.577,07	1.946.838,00	1.849.496,10	191.481,25	0,00	191.481,25
PREVISTAS PONER EN SERVICIO						32.575.712,09	21.519.750,00	3.071.073,78	0,00	3.071.073,78
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	122.760.972,14	61.010.087,30	9.779.321,51	2.659,54	9.781.981,04	127.922.668,73	112.187.515,04	11.361.580,89	38.165,38	11.399.746,27
INCLUSIÓN DEFINITIVA	122.760.972,14	61.010.087,30	9.779.321,51	2.659,54	9.781.981,04	81.565.618,66	69.199.140,08	7.120.853,64	18.105,33	7.138.958,97
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL						42.183.946,75	39.818.723,89	3.864.751,62	0,00	3.864.751,62
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.						828.706,10	828.706,10	179.539,68	0,00	179.539,68
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						268.931,06	268.931,06	0,00	13.688,59	13.688,59
PENDIENTE DE INCLUSIÓN						2.072.013,91	2.072.013,91	196.435,95	6.371,45	202.807,41
PREVISTAS PONER EN SERVICIO						1.003.452,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	313.140,00	167.008,00	62.089,23	0,00	62.089,23	52.588.195,80	49.805.146,87	5.427.893,30	1.806,73	5.429.700,02
INCLUSIÓN DEFINITIVA						16.706.078,03	14.775.845,19	1.756.571,82	389,54	1.756.961,36
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL						1.012.090,79	903.465,20	121.282,65	0,00	121.282,65
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.						34.842.184,43	34.097.993,92	3.550.038,82	0,00	3.550.038,82
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						27.842,55	27.842,55	0,00	1.417,19	1.417,19
PENDIENTE DE INCLUSIÓN	313.140,00	167.008,00	62.089,23	0,00	62.089,23					
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Cegas, S.A.	7.164.143,37	5.213.619,43	741.977,00	607,13	742.584,12	17.237.294,18	15.478.056,44	1.732.658,63	2.375,75	1.735.034,38
INCLUSIÓN DEFINITIVA	7.164.143,37	5.213.619,43	741.977,00	607,13	742.584,12	46.674,93	46.674,93	0,00	2.375,75	2.375,75
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL						14.139.140,02	12.663.169,84	1.480.421,00	0,00	1.480.421,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						3.051.479,23	2.768.211,66	252.237,63	0,00	252.237,63
PENDIENTE DE INCLUSIÓN										
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Gas Andalucía S.A.	849.966,03	657.075,41	102.392,30	72,65	102.464,95	29.665.739,68	24.607.133,70	2.748.923,83	1.666,90	2.750.590,74
INCLUSIÓN DEFINITIVA	849.966,03	657.075,41	102.392,30	72,65	102.464,95	29.665.739,68	24.607.133,70	2.748.923,83	1.666,90	2.750.590,74
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL										
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)										
PENDIENTE DE INCLUSIÓN										
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	13.730.288,54	10.034.045,30	1.259.259,12	544,05	1.259.803,16	20.564.962,71	17.453.893,01	1.871.813,29	1.593,79	1.873.407,09
INCLUSIÓN DEFINITIVA	13.730.288,54	10.034.045,30	1.259.259,12	544,05	1.259.803,16	19.518.098,68	16.535.732,17	1.701.302,23	1.593,79	1.702.896,02
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL						1.031.904,31	901.917,17	169.941,05	0,00	169.941,05
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						14.959,72	16.243,67	570,01	0,00	570,01
PENDIENTE DE INCLUSIÓN										
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Reganosa	42.069.055,60	33.600.871,95	3.865.158,64	0,00	3.865.158,64	23.640.832,45	19.701.074,60	2.141.698,08	0,00	2.141.698,08
INCLUSIÓN DEFINITIVA	42.069.055,60	33.600.871,95	3.865.158,64	0,00	3.865.158,64	23.640.832,45	19.701.074,60	2.141.698,08	0,00	2.141.698,08
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL										
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)										
PENDIENTE DE INCLUSIÓN										
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Gas Extremadura Transporte, S.L.	19.117.253,65	14.605.650,36	1.800.117,82	5.273,85	1.805.391,68	30.281.351,63	27.372.675,67	3.270.979,00	3.201,64	3.274.180,63
INCLUSIÓN DEFINITIVA	19.117.253,65	14.605.650,36	1.800.117,82	5.273,85	1.805.391,68	30.224.982,78	27.316.306,82	3.270.979,00	332,46	3.271.311,46
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL										
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)										
PENDIENTE DE INCLUSIÓN						56.368,85	56.368,85	0,00	2.869,17	2.869,17
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	11.109.664,26	7.223.216,96	1.289.916,01	832,32	1.290.748,34	265.459.881,87	202.007.617,74	22.609.032,79	24.228,83	22.633.261,61
INCLUSIÓN DEFINITIVA	11.109.664,26	7.223.216,96	1.289.916,01	832,32	1.290.748,34	55.948.295,25	48.635.456,07	5.837.798,47	10.049,26	5.847.847,74
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL						134.256.898,09	123.993.410,48	13.451.055,46	0,00	13.451.055,46
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.						15.535.661,11	15.535.661,11	1.729.218,47	0,00	1.729.218,47
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						9.521.396,61	8.224.967,97	654.760,14	9.696,66	664.456,80
PENDIENTE DE INCLUSIÓN						88.072,78	88.072,78	0,00	4.482,90	4.482,90
PREVISTAS PONER EN SERVICIO						46.953.078,04	5.530.049,32	936.200,24	0,00	936.200,24
PLANIFICADAS						3.156.480,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas, S.A.	61.430.278,77	45.385.283,10	5.605.895,75	5.499,43	5.611.395,18	130.304.143,26	115.513.791,69	13.007.934,03	29.328,40	13.037.262,43
INCLUSIÓN DEFINITIVA	61.430.278,77	45.385.283,10	5.605.895,75	5.499,43	5.611.395,18	95.420.878,35	84.579.684,22	9.632.907,27	17.992,69	9.650.899,95
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL						31.799.425,84	30.711.401,90	3.369.000,63	0,00	3.369.000,63
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						158.656,12	158.656,12	0,00	8.075,60	8.075,60
PENDIENTE DE INCLUSIÓN						64.049,45	64.049,45	0,00	3.260,12	3.260,12
PREVISTAS PONER EN SERVICIO						2.861.133,51	0,00	6.026,13	0,00	6.026,13

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 84. RD y RFNMLL devengadas en 2016 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
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	4.076.869,33	3.170.411,78	366.781,13	2.451,81	369.232,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION DEFINITIVA	4.076.869,33	3.170.411,78	366.781,13	2.451,81	369.232,94					
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL										
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)										
PENDIENTE DE INCLUSION										
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	128.763.834,21	54.471.659,24	11.626.217,83	15.124,04	11.641.341,87	17.169.879,00	14.151.772,78	1.722.125,24	7.243,96	1.729.369,19
INCLUSION DEFINITIVA	128.763.834,21	54.471.659,24	11.626.217,83	15.124,04	11.641.341,87	13.981.839,80	11.667.728,44	1.366.122,00	1.102,19	1.367.224,19
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL						2.517.973,39	2.258.442,72	346.967,68	0,00	346.967,68
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.						104.938,27	104.938,27	8.839,30	0,00	8.839,30
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						837,81	837,81	0,00	42,64	42,64
PENDIENTE DE INCLUSION						119.825,54	119.825,54	0,00	6.099,12	6.099,12
PREVISTAS PONER EN SERVICIO						444.464,19	0,00	196,26	0,00	196,26
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9.724.699,74	8.477.815,51	945.188,84	1.135,74	946.324,57
INCLUSION DEFINITIVA						9.724.005,25	8.477.121,02	945.188,84	1.100,39	946.289,22
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL										
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)						694,49	694,49	0,00	35,35	35,35
PENDIENTE DE INCLUSION										
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13.196.385,54	12.514.390,49	1.341.545,97	2.173,04	1.343.719,01
INCLUSION DEFINITIVA						13.153.693,11	12.471.698,06	1.341.545,97	0,00	1.341.545,97
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL										
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)										
PENDIENTE DE INCLUSION						42.692,43	42.692,43	0,00	2.173,04	2.173,04
PREVISTAS PONER EN SERVICIO										
Gas Natural Madrid SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.670.094,30	3.670.094,30	485.962,14	0,00	485.962,14
INCLUSION DEFINITIVA										
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL										
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.										
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)										
PENDIENTE DE INCLUSION										
PREVISTAS PONER EN SERVICIO						3.670.094,30	3.670.094,30	485.962,14	0,00	485.962,14
Total	3.307.322.747,56	1.541.276.852,75	299.870.914,23	1.379.178,42	301.250.092,65	3.183.079.188,52	2.697.884.577,81	297.324.829,30	712.711,92	298.037.541,22
INCLUSION DEFINITIVA	3.304.743.161,98	1.539.555.411,94	299.407.247,94	1.379.178,42	300.786.426,35	2.334.368.821,23	1.973.916.696,81	217.907.280,08	264.290,23	218.171.570,30
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	657.729.202,03	600.187.548,09	65.965.839,68	0,00	65.965.839,68
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51.311.489,91	50.567.299,40	5.467.636,27	0,00	5.467.636,27
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44.615.400,02	38.200.620,83	3.096.697,52	423.165,88	3.519.863,40
PENDIENTE DE INCLUSION	2.579.585,58	1.721.440,81	463.666,29	0,00	463.666,29	4.389.860,96	4.292.519,06	387.917,21	25.255,81	413.173,02
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87.507.934,37	30.719.893,62	4.499.458,55	0,00	4.499.458,55
PLANIFICADAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.156.480,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

3.2.1. Correcciones RD 2014 y 2015 por modificación Tr

Como se ha indicado antes, la Disposición Final Cuarta de la Ley 8/2015 modifica el redactado del Artículo 65.2 de tal forma que, desde el 17 de octubre de 2014 en adelante, la Tr a aplicar en el cálculo de la retribución financiera de los activos regulados de regasificación, AASS y transporte pasa de 4,59% a 5,09%.

En consecuencia, es necesario revisar la retribución financiera correspondiente a los ejercicios 2014 y 2015 determinadas con anterioridad. En el Cuadro 85 se recoge el ajuste que es necesario realizar por empresa y ejercicio retributivo.

En dicho cuadro, se identifica el valor neto total de los activos afectados por la modificación, la retribución financiera reconocida en las diferentes órdenes/resoluciones, y la nueva retribución financiera a reconocer.

Cuadro 85. Correcciones RD 2014 y 2015 por modificación Tr por la Ley 8/2015, desglosadas por empresa y tipo de liquidación

En Euros	Valor Neto a 31/12 año anterior (1)	Ret. Finan Ordenes IET/2355/2014 y IET/2445/2014	Nuevo Cálculo	Ajuste [3]
ENAGAS, S.A.				
Año 2014	0,00	0,00	0,00	0,00
Año 2015	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.				
Año 2014	3.594.474.453,40	86.503.735,89	90.226.232,72	3.722.496,83
Año 2015	3.473.036.782,88	159.412.388,33	176.777.572,25	17.365.183,91
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.				
Año 2014	182.600.411,99	4.394.416,49	4.583.520,48	189.103,99
Año 2015	176.314.181,63	8.092.820,94	8.974.391,85	881.570,91
Gas Natural Transporte SDG, S.L.				
Año 2014	16.604.368,52	399.596,64	416.792,40	17.195,76
Año 2015	16.141.839,45	740.910,43	821.619,63	80.709,20
Cegas, S.A.				
Año 2014	19.027.545,68	457.912,22	477.617,46	19.705,24
Año 2015	18.475.504,94	848.025,68	940.403,20	92.377,52
Gas Andalucía S.A.				
Año 2014	26.842.687,50	645.989,50	673.788,23	27.798,73
Año 2015	26.053.448,31	1.195.853,28	1.326.120,52	130.267,24
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)				
Año 2014	29.247.402,65	703.860,78	734.149,87	30.289,09
Año 2015	28.359.548,65	1.301.703,28	1.443.501,03	141.797,74
Reganosa				
Año 2014	56.618.253,30	1.362.560,92	1.421.195,72	58.634,79
Año 2015	54.960.099,92	2.522.668,59	2.797.469,09	274.800,50
Gas Extremadura Transporte, S.L.				
Año 2014	44.469.140,06	1.070.183,36	1.116.236,33	46.052,97
Año 2015	43.195.548,62	1.981.029,76	2.198.653,42	217.623,67
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.				
Año 2014	3.371.846,79	81.146,03	84.637,97	3.491,94
Año 2015	3.271.129,28	150.144,83	166.500,48	16.355,65
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.				
Año 2014	165.952.288,89	3.993.766,86	4.165.629,78	171.862,92
Año 2015	185.029.853,57	8.492.870,28	9.418.019,55	925.149,27
Redexis Gas, S.A.				
Año 2014	148.055.559,88	3.563.068,60	3.716.397,37	153.328,77
Año 2015	165.555.627,93	7.599.003,32	8.426.781,46	827.778,14
Gas Natural Distribución SDG, S.A.				
Año 2014	75.997.414,19	1.828.935,03	1.907.639,20	78.704,17
Año 2015	72.197.622,29	3.313.870,86	3.674.858,97	360.988,11
Gas Navarra, S.A.				
Año 2014	8.975.874,71	216.011,19	225.306,75	9.295,56
Año 2015	8.726.497,87	400.546,25	444.178,74	43.632,49
Redexis Gas Murcia, S.A.				
Año 2014	13.153.693,11	316.553,54	330.175,72	13.622,18
Año 2015	12.812.695,58	588.102,73	652.166,21	64.063,48
Total				
Año 2014	4.385.390.940,67	105.537.737,05	110.079.320,00	4.541.582,95
Año 2015	4.284.130.380,94	196.639.938,56	218.062.236,39	21.422.297,83

Fuente: Elaboración Propia

3.2.2. Retribución a Cuenta 2015 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 2014, 2015 y 2016.

Cuadro 86. 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		
				2014	2015	2016
ERM G-4000 en Pos 45.02 (BARAKALDO) del Gto Arrigoriaga-Barakaldo-Santurtzi	ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	15-ene.-15	828.706,10	0,00	100.590,42	179.539,68
Gasoducto SON REUS-INCA-ALCUDIA	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	11.280.260,79	0,00	109.966,53	1.076.104,86
Posición SANSO-02 (PALMA DE MALLORCA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	569.611,80	0,00	0,00	43.233,54
Pos. SONALCU-01 (SANTA MARIA DEL CAMI) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	307.024,80	0,00	0,00	23.303,18
Pos. SONALCU-02 (CONSELL) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	307.024,80	0,00	0,00	23.303,18
Pos. SONALCU-03 (INCA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	307.024,80	0,00	0,00	23.303,18
Pos. SONALCU-04 (SA POBLA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	307.024,80	0,00	0,00	23.303,18
Pos. SONALCU-05 (ALCUDIA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	569.611,80	0,00	0,00	43.233,54
ERM G-250 en pos. SONALCU-01 (SANTA MARIA DEL CAMI) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
ERM G-250 en pos. SONALCU-02 (CONSELL) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
ERM G-250 en pos. SONALCU-03 (INCA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
ERM G-250 en pos. SONALCU-04 (SA POBLA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
ERM G-250 en pos. SONALCU-05 (ALCUDIA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	279.226,00	0,00	24.907,50	73.335,14
EM G-2500 en pos. SONALCU-05 (ALCUDIA) del Gto Son Reus-Inca-Alcudia	Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	25-jun.-15	491.947,52	0,00	32.659,88	106.758,13
Gto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo entre Pos 002 y Pos 008	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	20.406.465,65	0,00	1.946.718,90	1.920.751,67
Pos. 001 Inicial (Ribadeo) del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	1.111.469,16	0,00	84.360,51	82.946,16
Pos. 002 Ribadeo del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 003 Barreiros del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 004 Foz del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 005 Burela del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 006 Cerro del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 007 Alcoa del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 008 Xove del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	599.089,76	0,00	45.470,91	44.708,57
Pos. 009 Viveiro del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	1.111.469,16	0,00	84.360,51	82.946,16
ERM G-100 en Pos. 002 Ribadeo del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	264.818,00	0,00	65.507,50	65.058,19
ERM G-160 en Pos. 003 Barreiros del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	270.494,00	0,00	70.530,61	70.071,67
ERM G-100 en Pos. 004 Foz del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	264.818,00	0,00	65.507,50	65.058,19
ERM G-160 en Pos. 005 Burela del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	270.494,00	0,00	70.530,61	70.071,67
ERM G-160 en Pos. 006 Cerro del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	270.494,00	0,00	70.530,61	70.071,67
EM G-1000 en Pos. 007 Alcoa del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	311.406,00	0,00	77.178,27	76.649,91
ERM G-400 en Pos. 007 Alcoa del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	294.357,00	0,00	78.093,67	77.594,25
ERM G-65 en Pos. 008 Xove del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	17-dic.-14	261.560,00	0,00	61.733,07	61.289,29
Gto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo entre Pos 001 y Pos 002	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	12-ene.-15	2.910.015,33	0,00	52.008,95	277.607,20
Gto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo entre Pos 008 y Pos 009	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	12-ene.-15	2.635.877,81	0,00	47.109,46	251.455,26
ERM G-100 en Pos. 009 Viveiro del gto Mariña Lucense	Gas Natural Transporte SDG, S.L.	16-mar.-15	264.818,00	0,00	32.400,75	65.507,50
Tercera Línea ERM G-400 (ERP-03-28) en Pos Juneda del Gto Subirats-Manresa-Lleida	Gas Natural Distribución SDG, S.A.	3-mar.-15	104.938,27	0,00	0,00	8.839,30
Total			51.311.489,91	0,00	3.492.621,64	5.467.636,27

Fuente: Elaboración Propia

3.2.3. Previsión de Retribución 2015 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 710.705 €
- 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 2016 (448.421 €) ya que se les aplica la misma Tr (5,09%) y no hubo adquisiciones adicionales durante 2015.

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 871.181.672 € para el año 2016.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 861.126.385 € 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 2016; y , bajo el epígrafe de ajuste: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2014 y 2015; (4) las correcciones de RD 2014 y 2015 por la modificación de Tr por la Ley 8/2015; (5) la retribución a cuenta correspondiente a 2015 de las instalaciones que vayan a ser incluidas en el Régimen Retributivo por Orden Ministerial; y (6) 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 87. 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]	Total 2016
	Retribución Disponibilidad (RD) 2016	RCS 2016	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual	Retribución Disponibilidad (RD) 2016	RCS 2016	Retribución Financiera Gas Talón	Total Retribución Anual		
ENAGAS, S.A.	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.	262.970.210,83	127.010.490,80	1.346.113,61	391.326.815,24	223.205.808,52	70.017.460,52	209.581,92	293.432.850,95	28.033.712,52	712.793.378,72
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	9.779.321,51	3.572.725,44	2.659,54	13.354.706,48	11.165.144,94	3.507.301,64	18.105,33	14.690.551,91	1.043.725,83	29.088.984,22
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	5.427.893,30	1.647.932,11	389,54	7.076.214,94	-5.102.574,10	1.973.640,84
Cegas, S.A.	741.977,00	538.574,30	607,13	1.281.158,42	1.480.421,00	602.770,84	2.375,75	2.085.567,60	88.307,59	3.455.033,60
Gas Andalucía S.A.	102.392,30	34.704,82	72,65	137.169,77	2.748.923,83	981.828,18	1.666,90	3.732.418,91	139.701,81	4.009.290,49
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.259.259,12	377.149,35	544,05	1.636.952,51	1.871.243,28	786.331,20	1.593,79	2.659.168,28	151.067,93	4.447.188,72
Reganosa	3.865.158,64	1.415.225,99	0,00	5.280.384,63	2.141.698,08	610.865,29	0,00	2.752.563,37	296.832,70	8.329.780,70
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.800.117,82	816.428,79	5.273,85	2.621.820,47	3.270.979,00	1.100.902,63	332,46	4.372.214,09	234.947,34	7.228.981,89
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	366.781,13	153.954,89	2.451,81	523.187,83	0,00	0,00	0,00	0,00	17.066,46	540.254,29
Redexis Gas Infraestructuras, S.L.	1.289.916,01	452.045,06	832,32	1.742.793,39	21.018.072,41	5.689.049,53	10.049,26	26.717.171,20	1.372.449,65	29.832.414,24
Redexis Gas, S.A.	5.605.895,75	2.888.788,63	5.499,43	8.500.183,81	13.001.907,89	5.310.215,51	17.992,69	18.330.116,09	809.115,41	27.639.415,31
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	11.626.217,83	5.038.151,15	15.124,04	16.679.493,01	1.721.928,98	543.266,17	1.102,19	2.266.297,34	8.843.503,03	27.789.293,37
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	945.188,84	408.224,88	1.100,39	1.354.514,11	667.864,46	2.022.378,57
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	1.341.545,97	567.368,84	0,00	1.908.914,81	67.435,59	1.976.350,40
Total	299.407.247,94	142.298.239,21	1.379.178,42	443.084.665,57	289.340.756,03	91.773.517,34	264.290,23	381.378.563,59	36.663.156,20	861.126.385,36

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:

816.167 MWh de gas operación para la actividad de transporte cuyo coste ascendería a 20.028.744 € si se aplica el precio promedio de los precios mensuales para gas introducido por gasoducto –disponibles hasta la fecha– resultantes de la aplicación las reglas operativas de la subasta (24 €/MWh) más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).

737.913 MWh de gas operación para la actividad de regasificación cuyo coste ascendería a 9.054.193 € si se aplican el porcentaje establecido en la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto-ley 8/2014 y el precio promedio de los precios mensuales para gas introducido por gasoducto (24 €/MWh) más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).

300.379 MWh de gas operación para la actividad de AASS cuyo coste ascendería a 7.371.303 € si se aplica el precio promedio de los precios mensuales para gas introducido por gasoducto –disponibles hasta la fecha– resultantes de la aplicación las reglas operativas de la subasta (24 €/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.

De hecho, esta cantidad podría ser minorada por el exceso de gas de maniobra que sea destinado a consumos de gas de operación a coste cero, ya que en las Resoluciones que establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta del gas de operación y el gas talón de las instalaciones de transporte y regasificación, normalmente se indica que una vez cubiertas las necesidades de gas talón, la cantidad sobrante de los excedentes de gas de maniobra será repartida de forma proporcional entre los transportistas para consumos de gas de operación a coste cero.

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 2016), el procedimiento es el siguiente:

1. Se recalcula la retribución definitiva del “año n-2” (en nuestro caso 2014) y la nueva retribución provisional del “año n-1” (en nuestro caso 2015), aplicando en los cálculos los valores disponibles más actualizados de número de puntos de suministro y demanda de gas⁴⁸, 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 2014 y 2015) con respecto a los valores calculados para la Orden anterior (en nuestro caso, Orden IET/2446/2012) y por la aplicación de la metodología del Real Decreto-ley 8/2014 a los datos utilizados entonces para el segundo periodo de 2014.
3. Se determina la retribución 2016 de acuerdo con la metodología del Real Decreto-ley 8/2014, a partir de la retribución recalculada para el año 2015 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
4. No obstante, en el caso concreto de la retribución del año 2014, hay que señalar que, al ser el año dónde cambió la metodología retributiva, la Ley 18/2014 señala, a través de sus Artículos 62 y 63, que la retribución correspondiente al primer periodo de 2014 (del 1 de enero a 5 de julio) se debe calcular con el antiguo modelo retributivo (recogido en la Orden ITC/3993/2006), y la correspondiente al segundo periodo

⁴⁸ 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.

(del 5 de julio a 31 de diciembre) debe calcularse de acuerdo con la nueva metodología.

2. Cifras de demanda y puntos de suministro de los años 2014, 2015 y 2016

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 2014, 2015 y 2016.

En el caso del año 2014, se muestra la información real proveniente del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) y para los años 2015 y 2016 se muestran las mejores previsiones comunicadas por las empresas distribuidoras.

Cuadro 88. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2014 según la Orden ITC/3993/2006

	Puntos de Suministro (PS) a 31/dic conectados a P<4bar			Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar		Δ Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar Año 2014
	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2013	Año 2014	
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	
Naturgas Energía Distribución, S.A.	914.022	923.830	933.992	918.926	928.911	9.985
Gas Directo, S.A.	4.636	4.884	5.403	4.760	5.144	384
Redexis Gas, S.A.	369.376	379.297	390.691	374.337	384.994	10.658
D. C. de Gas Extremadura, S.A.	65.955	68.138	70.021	67.047	69.080	2.033
Tolosa Gas, S.A.	4.686	4.744	4.821	4.715	4.783	68
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	3.025.467	3.034.283	3.048.892	3.029.875	3.041.588	11.713
Gas Natural Andalucía, S.A.	384.550	392.533	402.807	388.542	397.670	9.129
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	221.870	228.006	228.585	224.938	228.296	3.358
Gas Natural Castilla y León, S.A.	404.751	411.579	418.317	408.165	414.948	6.783
CEGAS, S.A.	636.470	642.055	651.194	639.263	646.625	7.362
Gas Galicia SDG, S.A.	228.954	237.571	246.147	233.263	241.859	8.597
Redexis Gas Murcia, S.A.	92.502	92.288	91.255	92.395	91.772	-624
Gas Navarra, S.A.	129.318	132.814	135.549	131.066	134.182	3.116
Gas Natural Rioja, S.A.	74.616	76.997	79.420	75.807	78.209	2.402
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	6	10	16	8	13	5
Madridleña Red de Gas, S.A.	833.141,0	837.728	842.468	835.434,50	840.098,000	4.664
TOTAL	7.390.320	7.466.757	7.549.578	7.428.539	7.508.168	79.629

En MWh	Demanda P<4bar			Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar			Δ Demanda P<4bar		Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar	
	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2013	Año 2014	Año 2013	Año 2014
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real
Naturgas Energía Distribución, S.A.	8.726.638	8.620.735	7.558.955	18.537.391	18.196.962	16.734.130	-105.903	-1.061.780	-340.429	-1.462.833
Gas Directo, S.A.	67.486	78.779	91.485	366.272	285.843	276.950	11.293	12.706	-80.429	-8.893
Redexis Gas, S.A.	4.360.646	4.617.966	4.152.226	4.538.255	4.876.936	4.081.598	257.319	-465.740	338.681	-795.338
D. C. de Gas Extremadura, S.A.	466.207	481.201	439.999	610.323	782.582	1.264.164	14.994	-41.202	172.260	481.582
Tolosa Gas, S.A.	45.282	47.217	39.188	0	0	0	1.936	-8.029	0	0
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	26.391.218	26.420.909	23.970.875	68.806.628	72.486.020	61.454.673	29.691	-2.450.034	3.679.392	-11.031.347
Gas Natural Andalucía, S.A.	1.923.710	1.906.539	1.879.046	6.744.408	4.052.058	5.498.966	-17.171	-27.493	-2.692.350	1.446.908
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	2.403.951	2.483.950	2.251.434	2.922.522	2.384.122	1.551.501	79.998	-232.516	-538.399	-832.621
Gas Natural Castilla y León, S.A.	5.998.242	6.084.834	5.426.902	156.752	178.554	179.014	86.592	-657.932	21.801	460
CEGAS, S.A.	2.863.877	2.742.954	2.611.005	18.411.777	18.726.863	18.866.589	-120.923	-131.949	315.086	139.726
Gas Galicia SDG, S.A.	1.727.754	1.795.604	1.726.145	10.720	10.422	9.847	67.850	-69.459	-297	-575
Redexis Gas Murcia, S.A.	562.134	528.421	513.788	2.024.371	2.069.585	1.132.207	-33.713	-14.633	45.214	-937.378
Gas Navarra, S.A.	2.286.074	2.361.184	2.087.842	348.724	314.758	306.557	75.110	-273.342	-33.966	-8.201
Gas Natural Rioja, S.A.	999.565	1.022.035	935.941	31.970	25.440	9.927	22.470	-86.094	-6.530	-15.513
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	7.808	7.469	11.006	0	0	0	-338	3.537	0	0
Madridleña Red de Gas, S.A.	9.214.868	9.327.779	8.106.015	791.199	786.968	750.961	112.911	-1.221.763	-4.231	-36.007
TOTAL	68.045.460	68.527.577	61.801.852	124.301.311	125.177.112	112.117.083	482.117	-6.725.725	875.801	-13.060.029

Fuente: SIFCO

Cuadro 89 Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2014, 2015 y 2016 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 (CImgrc<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 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión
Naturgas Energía Distribución, S.A.	913.975	923.784	933.989	941.506	921.538	0	0	3	235	1.979
Gas Directo, S.A.	4.635	4.884	5.403	5.905	6.333	0	0	0	0	0
Redexis Gas, S.A.	369.349	379.271	389.704	401.521	454.685	0	0	987	5.638	12.343
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	65.954	68.137	70.021	72.120	74.119	0	0	0	0	0
Tolosa Gas, S.A.	4.686	4.744	4.821	4.887	4.951	0	0	0	0	0
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	3.025.357	3.034.178	3.045.703	3.067.692	3.090.283	0	0	3.189	13.032	35.199
Gas Natural Andalucía, S.A.	384.535	392.518	402.576	411.344	423.380	0	0	231	3.661	9.170
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	221.858	227.993	227.646	234.009	241.433	0	0	939	4.278	12.194
Gas Natural Castilla y León, S.A.	404.718	411.547	418.191	421.703	426.482	0	0	126	2.484	10.950
CEGAS, S.A.	636.457	642.041	648.586	659.508	672.917	0	0	2.608	12.048	22.298
Gas Galicia SDG, S.A.	228.945	237.560	244.967	247.510	251.329	0	0	1.180	9.645	22.932
Redexis Gas Murcia, S.A.	92.495	92.283	91.162	93.129	96.674	0	0	93	657	1.173
Gas Navarra, S.A.	129.296	132.791	135.266	136.230	137.646	0	0	283	988	1.515
Gas Natural Rioja,S.A.	74.610	76.991	79.322	80.447	83.392	0	0	98	1.518	2.869
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	6	10	16	55	59	0	0	0	0	0
Madridleña Red de Gas, S.A.	833.099	837.686	841.920	847.303	853.336	0	0	548	1.997	4.619
TOTAL	7.389.975	7.466.418	7.539.293	7.624.869	7.738.557	0	0	10.285	56.181	137.241

	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mrc<4b})				Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrc<4b})				Δ Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mrc<4b})			Δ Número Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrc<4b})		
	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2014	Año 2015	Año 2016
	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.	918.880	928.887	937.748	931.522	0	2	119	1.107	10.007	8.861	-6.226	1,5	118	988
Gas Directo, S.A.	4.760	5.144	5.654	6.119	0	0	0	0	384	511	465	0	0	0
Redexis Gas, S.A.	374.310	384.488	395.613	428.103	0	494	3.313	8.991	10.178	11.125	32.491	494	2.819	5.678
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	67.046	69.079	71.071	73.120	0	0	0	0	2.034	1.992	2.049	0	0	0
Tolosa Gas, S.A.	4.715	4.783	4.854	4.919	0	0	0	0	68	72	65	0	0	0
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	3.029.768	3.039.941	3.056.698	3.078.988	0	1.595	8.111	24.116	10.173	16.757	22.290	1.595	6.516	16.005
Gas Natural Andalucía, S.A.	388.527	397.547	406.960	417.362	0	116	1.946	6.416	9.021	9.413	10.402	116	1.831	4.470
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	224.926	227.820	230.828	237.721	0	470	2.609	8.236	2.894	3.008	6.894	470	2.139	5.628
Gas Natural Castilla y León, S.A.	408.133	414.869	419.947	424.093	0	63	1.305	6.717	6.737	5.078	4.146	63	1.242	5.412
CEGAS, S.A.	639.249	645.314	654.047	666.213	0	1.304	7.328	17.173	6.065	8.734	12.166	1.304	6.024	9.845
Gas Galicia SDG, S.A.	233.253	241.264	246.239	249.420	0	590	5.413	16.289	8.011	4.975	3.181	590	4.823	10.876
Redexis Gas Murcia, S.A.	92.389	91.723	92.146	94.902	0	47	375	915	-667	423	2.756	47	329	540
Gas Navarra, S.A.	131.044	134.029	135.748	136.938	0	142	636	1.252	2.985	1.720	1.190	142	494	616
Gas Natural Rioja,S.A.	75.801	78.157	79.885	81.920	0	49	808	2.194	2.356	1.728	2.035	49	759	1.386
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	8	13	36	57	0	0	0	0	5	23	22	0	0	0
Madridleña Red de Gas, S.A.	835.393	839.803	844.612	850.320	0	274	1.273	3.308	4.411	4.809	5.708	274	999	2.036
TOTAL	7.428.197	7.502.856	7.582.081	7.681.713	0	5.143	33.233	96.711	74.659	79.226	99.632	5.143	28.091	63.478

Cuadro 89 Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2014, 2015 y 2016 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 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2014	Año 2015	Año 2016
	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.	4.875.436	4.155.552	4.832.393	4.776.143	3.080.758	2.925.180	3.261.392	3.206.947	-719.883	676.840	-56.249	-155.578	336.212	-54.445
Gas Directo, S.A.	48.791	49.494	60.099	63.239	15.494	26.111	43.502	44.583	703	10.605	3.140	10.617	17.391	1.081
Redexis Gas, S.A.	2.213.770	1.965.997	2.377.547	2.695.586	1.861.857	1.760.134	1.955.632	2.142.682	-247.773	411.550	318.039	-101.723	195.498	187.050
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	330.252	294.850	304.858	310.955	138.968	133.309	139.558	135.293	-35.402	10.008	6.097	-5.659	6.249	-4.265
Tolosa Gas, S.A.	29.141	23.609	27.967	26.743	18.076	15.579	16.709	17.104	-5.532	4.358	-1.224	-2.497	1.130	395
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	16.685.932	14.687.460	17.129.066	18.012.275	8.159.663	7.833.750	8.919.132	9.062.745	-1.998.472	2.441.606	883.209	-325.913	1.085.382	143.613
Gas Natural Andalucía, S.A.	994.990	971.785	1.147.524	1.203.532	683.099	722.138	868.447	896.442	-23.205	175.739	56.008	39.039	146.309	27.995
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.633.258	1.420.355	1.678.882	1.775.131	632.309	619.336	787.084	813.609	-212.903	258.527	96.249	-12.973	167.748	26.525
Gas Natural Castilla y León, S.A.	3.175.542	2.776.209	3.229.038	3.410.755	2.436.451	2.239.603	2.698.738	2.790.316	-399.333	452.829	181.717	-196.848	459.135	91.578
CEGAS, S.A.	1.896.379	1.744.232	2.022.569	2.118.973	649.026	676.984	750.502	782.399	-152.147	278.338	96.404	27.958	73.518	31.896
Gas Galicia SDG, S.A.	1.051.252	1.017.819	1.213.404	1.281.439	600.790	623.676	630.215	659.904	-33.434	195.585	68.035	22.885	6.539	29.689
Redexis Gas Murcia, S.A.	288.262	271.981	292.960	305.625	186.700	190.884	189.680	198.013	-16.281	20.979	12.665	4.183	-1.204	8.333
Gas Navarra, S.A.	1.032.143	895.951	1.045.121	1.096.114	1.099.737	1.000.886	1.180.717	1.216.653	-136.192	149.170	50.993	-98.851	179.831	35.936
Gas Natural Rioja,S.A.	534.175	477.201	558.514	590.063	396.219	377.369	464.974	482.658	-56.974	81.313	31.548	-18.849	87.604	17.684
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	12	25	175	375	7.457	10.982	22.618	22.946	13	150	200	3.524	11.637	328
Madriñeña Red de Gas, S.A.	6.109.803	5.258.954	5.620.410	5.793.227	2.543.978	2.287.859	2.516.677	2.528.247	-850.849	361.456	172.817	-256.119	228.818	11.570
TOTAL	40.899.139	36.011.474	41.540.527	43.460.174	22.510.582	21.443.779	24.445.577	25.000.540	-4.887.665	5.529.053	1.919.647	-1.066.803	3.001.798	554.963

	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 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2014	Año 2015	Año 2016
	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.	664.542	478.223	446.511	450.976	18.196.962	16.734.130	17.190.535	17.011.640	-186.319	-31.712	4.465	-1.462.833	456.405	-178.895
Gas Directo, S.A.	14.494	15.880	18.760	19.054	285.843	276.950	237.359	241.079	1.385	2.881	294	-8.893	-39.591	3.720
Redexis Gas, S.A.	542.339	426.095	541.538	625.967	4.876.936	4.081.598	4.978.343	6.128.044	-116.244	115.442	84.430	-795.338	896.745	1.149.701
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.982	11.840	15.861	21.616	782.582	1.264.164	1.360.377	1.362.477	-141	4.021	5.755	481.582	96.213	2.100
Tolosa Gas, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	1.575.314	1.449.665	1.843.044	1.868.792	72.486.020	61.454.673	63.360.907	64.378.386	-125.648	393.378	25.748	-11.031.347	1.906.234	1.017.479
Gas Natural Andalucía, S.A.	228.450	185.123	279.155	283.627	4.052.058	5.498.966	5.352.702	5.438.451	-43.327	94.032	4.472	1.446.908	-146.264	85.749
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	218.383	211.742	274.080	277.763	2.384.122	1.551.501	1.377.264	1.395.776	-6.640	62.337	3.684	-832.621	-174.236	18.511
Gas Natural Castilla y León, S.A.	472.841	411.090	550.239	546.206	178.554	179.014	198.865	197.408	-61.751	139.150	-4.033	460	19.851	-1.458
CEGAS, S.A.	197.549	189.789	230.711	234.497	18.726.863	18.866.589	19.055.921	19.368.631	-7.760	40.922	3.786	139.726	189.332	312.709
Gas Galicia SDG, S.A.	143.561	84.651	140.131	137.982	10.422	9.847	139.237	137.102	-58.911	55.480	-2.149	-575	129.390	-2.135
Redexis Gas Murcia, S.A.	53.458	50.923	50.923	50.923	2.069.585	1.132.207	1.128.006	1.153.955	-2.535	0	0	-937.378	-4.201	25.949
Gas Navarra, S.A.	229.304	191.005	186.898	187.397	314.758	306.557	254.799	255.479	-38.299	-4.106	499	-8.201	-51.758	680
Gas Natural Rioja,S.A.	91.642	81.370	59.155	58.373	25.440	9.927	19.052	18.800	-10.271	-22.216	-782	-15.513	9.126	-252
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Madriñeña Red de Gas, S.A.	673.999	559.203	596.185	643.833	786.968	750.961	796.283	861.487	-114.796	36.982	47.648	-36.007	45.322	65.203
TOTAL	5.117.856	4.346.599	5.233.190	5.407.007	125.177.112	112.117.083	115.449.651	117.948.713	-771.257	886.591	173.818	-13.060.029	3.332.569	2.499.062

Fuente: SIFCO (año 2014 y anteriores) Empresas Distribuidoras (años 2015 y 2016)

Al comparar los escenarios de demanda de esta Comisión para los años 2015 y 2016, con el resultante de sumar las previsiones de demanda presentadas por las distribuidoras (y transportistas), se observa que la demanda prevista por las compañías reguladas es superior a la prevista por la CNMC. En concreto, son, respectivamente, un 1,7% y un 2,3% superiores a los previstos por la CNMC, siendo más amplias las diferencias en 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 90 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 90 Comparación Escenario Demanda CNMC vs Cias Reguladas y Factores Correctores para las Δ de demanda de 2015 y 2016

En MWh	Demanda 2014	Demanda Año 2015		Δ Demanda 2015		Factor Corrector2015
	Liq 14/2014	Previsión Cias	Previsión CNMC	Previsión Cias	Previsión CNMC	
Peaje 3.1-3.2 (P<4bar y Cons<50MWh/año)	36.011.474,09	41.540.527	40.983.416	5.529.053,12	4.971.942,28	0,89923938
Peaje 3.3-3.4 (P<4bar y Cons>50MWh/año)	21.443.779,09	24.445.577	22.290.018	3.001.798,26	846.238,57	0,28191054
Peaje 3.5 (P<4bar y Cons>8 GWh/año)	4.346.598,93	5.233.190	4.346.569	886.590,79	-29.94158	-0,00003377
Peajes Grupo 2 e Interrumpible (P entre 4bar y 60 bar)	109.624.522,45	119.782.670	116.592.670	10.158.147,39	6.968.147,59	0,68596638
Peajes Grupo 1, Mat Prima e Interr (P entre 4bar y 60 bar)	111.061.024,08	117.903.791	118.824.113	6.842.766,88	7.763.089,30	1,13449566
Suministros GNL Directo a Consumidor Final	10.858.072,23	8.793.433	9.287.885	-2.064.639,10	-1.570.187,66	0,76051435
Demanda Nacional	293.345.471	317.699.188	312.324.671	24.353.717	18.979.200	0,77931430

	Demanda Año 2016		Δ Demanda 2016		Factor Corrector2016
	Previsión Cias	Previsión CNMC	Previsión Cias	Previsión CNMC	
Peaje 3.1-3.2 (P<4bar y Cons<50MWh/año)	43.460.174	40.510.547	1.919.646,61	-472.869,69	-0,24633164
Peaje 3.3-3.4 (P<4bar y Cons>50MWh/año)	25.000.540	21.775.074	554.962,71	-514.943,47	-0,92788842
Peaje 3.5 (P<4bar y Cons>8 GWh/año)	5.407.007	4.467.766	173.817,63	121.197,21	0,69726651
Peajes Grupo 2 e Interrumpible (P entre 4bar y 60 bar)	122.908.361	117.714.073	3.125.691,60	1.121.403,26	0,35876964
Peajes Grupo 1, Mat Prima e Interr (P entre 4bar y 60 bar)	122.172.797	126.542.139	4.269.005,93	7.718.025,91	1,80792110
Suministros GNL Directo a Consumidor Final	8.742.638	9.232.890	-50.795,30	-54.994,69	1,08267283
Demanda Nacional	327.691.517	320.242.490	9.992.329	7.917.819	0,79238968

Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, se ha analizado la información aportada por las empresas en relación con los nuevos municipios con suministro de gas desde el 1 de enero de 2014 (Municipios de Reciente Gasificación) y el número de puntos de suministro en dichos municipios a 31 de diciembre de cada uno de los años para los que se calcula la retribución (2014, 2015 y 2016).

Comparando la información aportada por las empresas con la información que dispone esta Comisión en sus Bases de Datos de: (1) Información de Proyectos de Retribución Específica, (2) Sistema de Liquidaciones (SIFCO), y (3) Sistema de Información de Consumidores y Puntos de Suministro (SIPS) de gas y de electricidad⁴⁹, se ha observado que:

⁴⁹ Base de datos creada con objeto de cumplir las competencias atribuidas a la CNMC establecidas en la DT 3ª de la Ley 24/2013, y las funciones establecidas en el artículo 3 del Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador, de forma que pueda disponerse de una base de datos consolidada para hacer

- 38 de los 354 municipios informados por las empresas (6 de ellos se informan por dos distribuidoras a la vez) tenían consumidores con suministro anterior a 2014 y/o habían percibido Retribución Específica tras acreditar la puesta en servicio de la antena y red de distribución con anterioridad a dicho año. El cuadro adjunto recoge el listado de municipios y los indicios detectados.

Cuadro 91 Listado de municipios sobre los que la CNMC tiene indicios de que el suministro de gas natural se inició antes del 1 de enero de 2014

[INICIO CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración Propia

[FIN CONFIDENCIAL]

En consecuencia, se ha valorado la captación de nuevos puntos de suministro en estos municipios como cualquier otro punto de suministro ubicado en municipios con distribución de gas con anterioridad a 2014.

- El número de puntos de suministro en los peajes 3.1-3.4 comunicado por las empresas en los municipios que iniciaron el suministro en 2014 (42), es sensiblemente superior al existente en las bases de datos de la CNMC por sus sistemas de información (7.188 vs 3.904). Por ello, y por el impacto en la retribución, se ha considerado provisionalmente, la cifra menor de las que tiene conocimiento la CNMC al objeto de poner en valor las buenas praxis en la comunicación de información. El cuadro adjunto recoge el listado de municipios y las diferencias detectadas.

Cuadro 92 Listado de municipios que iniciaron suministro de gas en 2014 informados por las empresas sobre los que la CNMC no tiene indicios de lo contrario

[INICIO CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración Propia

[FIN CONFIDENCIAL]

- 6 de los 274 municipios donde estaba previsto iniciar el suministro en 2015 y 2016, ya contaban con puntos de suministro en 2014. Por lo que, se ha tenido en cuenta dicho número de puntos en el cálculo de la retribución 2014 (95 PS en los peajes 3.1-3.4 y 3 PS en el resto). El cuadro adjunto recoge el listado de municipios con estas circunstancias.

frente a las solicitudes de información que se realicen por parte de los comercializadores, y todo ello conforme a las especificaciones recogidas en las Disposiciones finales segunda y tercera de dicho Real Decreto.

Cuadro 93 Listado de municipios donde estaba previsto iniciar el suministro en 2015 y 2016 que ya cuentan con puntos de suministro en 2014

INICIO CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración Propia

[FIN CONFIDENCIAL]

Por tanto, teniendo en cuenta las incidencias detectadas, es necesario adecuar las variaciones del número de Puntos de Suministro informados por las empresas. En el Cuadro 94 se recoge el número de puntos de suministro en municipios que finalmente será utilizado en el cálculo de la retribución y su comparación el valor inicialmente comunicado por las empresas distribuidoras, y en el Cuadro 95 las correcciones aplicadas a las variaciones de número de Puntos de Suministro informados por las empresas, recogidas en cuadros anterior, para adecuarlas a las Comprobaciones de la CNMC

En cualquier caso, a la vista de las incidencias detectadas, se considera que la retribución 2014 de la actividad de distribución debería declararse provisional, en tanto en cuanto, no se verifiquen y concilien mediante pruebas adicionales cuáles son los municipios que deben declararse de reciente gasificación en 2014 y cuáles son los puntos de suministro que se conectaron en los mismos.

Cuadro 94. Comparación Escenarios Nº Punto de Suministro en Municipios de Reciente Gasificación declarado por las Empresas y Resultante de las comprobaciones CNMC

INICIO CONFIDENCIAL]

(1) En los cálculos se agrega a GN distribución

Fuente: Elaboración Propia

[FIN CONFIDENCIAL]

Cuadro 95. Correcciones aplicadas a las variaciones de número de Puntos de Suministro informados por las empresas para adecuarlas a las comprobaciones de la CNMC

INICIO CONFIDENCIAL]

(1) En los cálculos se agrega a GN distribución

Fuente: Elaboración Propia

[FIN CONFIDENCIAL]

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 del año 2014 y las mejores previsiones para el año 2015 y 2016 obtenidas a partir de la información presentada por las empresas⁵⁰. Para determinar las previsiones de 2015 y 2016, se ha proyectado el extracoste real auditado hasta mitad 2014 al año completo 2014, y se ha aplicado el mismo extracoste unitario del año 2014 a la previsión de demanda de 2015.

Cuadro 96. Determinación Retribución 2014 para Actividad Distribución y Valores Unitarios para Cálculo Retribución de cada Empresa según Metodología establecida por O. ITC/3993/2006

		2.013	2.014	ene-jun 2015	2.015	2.016
		Real	Real	Real	previsión	previsión
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.						
Compras propano	(kg)	587.417	752.613	826.133		
	(MWh)	8.200	10.506	11.533	22.793	23.321
Extracoste	(€)	372.788,16	324.362,24	243.977,62	482.195,13	493.354,44
Extracoste unitario	(€/MWh)	45,460069	30,872545	21,155098	21,155098	21,155098
Redexis Gas, S.A.						
Compras propano	(kg)	439.280	471.588	331.320		
	(MWh)	6.088	6.536	4.592	6.536	6.536
Extracoste	(€)	258.117,81	253.589,85	44.160,62	62.856,51	62.856,51
Extracoste unitario	(€/MWh)	42,398845	38,801335	9,617563	9,617563	9,617563

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

4. Cálculo de la retribución de distribución de la actividad

Como se ha indicado, la retribución correspondiente al primer periodo de 2014 (del 1 de enero a 5 de julio) se debe calcular con el antiguo modelo retributivo (recogido en la Orden ITC/3993/2006) siendo el resultado del mismo, en términos anuales, el siguiente:

⁵⁰ 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 97 Determinación Retribución 2014 para Actividad Distribución y Valores Unitarios para
Calculo Retribución según Metodología establecida por O. ITC/3993/2006**

	2013	2014	Δ en 2014	%
Nº medios Puntos Suministro (PS) conectados a Red ≤ 4 bar	7.428.539	7.508.168	79.629	1,07%
Demanda P<4bar Corregida (MWh)	68.527.577	61.801.852	-6.725.725	-9,81%
Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar Corregida (MWh)	125.177.112	112.117.083	-13.060.029	-10,43%
Extracoste GLP	630.906	577.952	-52.954	-8,39%
Retribución Actividad	1.499.606.292			

Factores Actualización por IPH

"f" a utilizar	0,85
IPH a Utilizar	-0,17%

Factor de ponderación y eficiencia

Fcl<4	0,426
FD<4	0,142
FD>4	0,142

Retribución 2014

Retribución 2013 (A)	1.499.606.292 €
ΔRetribuciónIPH=f*IPH*Retribución 2013 (B)	-2.166.931 €
Δ Retribución Sector por ΔPS conectados a Red ≤ 4 bar (€) = Fcl<4 *(Retribución2013 + ΔRetribuciónIPH)* Δ% Ptos Sum (C)	6.837.963 €
Δ Retribución Sector por ΔDemanda en Red de P<4bar (€) = FD<4 *(Retribución2013 + ΔRetribuciónIPH)* Δ%Demanda P<4bar (D)	-20.869.466 €
Δ Retribución Sector por Δdemanda en Red de P entre 4-60 bar(€) = FD>4 *(Retribución2013 + ΔRetribuciónIPH)* Δ%demanda P 4-6	-22.184.866 €
Extracoste GLP (F)	577.952 €
Retribución 2014 (A)+(B)+(C)+(D)+(E)+(F)	1.461.800.943 €

Retribución media unitaria para Calculo Retribución de cada Empresa

Por Δ Ptos Sum conectados a Red ≤ 4 bar (€/PS)	85,8727686
Por Δ Demanda en Red <4 bar (€/MWh)	3,1029317
Por Δ Demanda en Red 4-60 bar (€/MWh)	1,6986843

Fuente: Elaboración Propia

Siendo la retribución de cada empresa para el primer periodo de 2014 (del 1 de enero a 5 de julio) la siguiente:

Cuadro 98. Determinación Retribución 1er periodo 2014 por empresa según la metodología establecida por la Orden ITC/3993/2006

Retribución Año 2013 Definitiva sin Extracoste GLP	Δ Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar	Δ Demanda P<4bar Corregida con Cambios P _{Suministro}	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar Corregida con Cambios P _{Suministro}	Variación de Retribución por				Extracoste GLP	Total 2014	Total 1er Periodo 2014	
				Por IPH (€) (1)	Por Variación PS conectados a Red ≤ 4 bar (€) (2)	Por Variación Demanda en Red ≤ 4 bar (€) (3)	Por Variación Demanda en Red 4-60 bar (€) (4)				
				-0,14%	85,8727686	3,1029317	1,6986843				
Naturgas Energía Distribución, S.A.	185.221.040	9.985	-1.061.780	-1.462.833	-267.644	857.440	-3.294.631	-2.484.891		180.031.313	91.248.748
Gas Directo, S.A.	834.767	384	12.706	-8.893	-1.206	32.932	39.425	-15.106		890.812	451.507
Redexis Gas, S.A.	72.387.454	10.658	-465.740	-795.338	-104.600	915.189	-1.445.160	-1.351.028	253.590	70.655.445	35.811.664
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.279.541	2.033	-41.202	481.582	-16.299	174.579	-127.848	818.056		12.128.030	6.147.084
Tolosa Gas, S.A.	962.681	68	-8.029	0	-1.391	5.796	-24.914	0		942.172	477.539
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	674.717.374	11.713	-2.450.034	-11.031.347	-974.967	1.005.785	-7.602.288	-18.738.776		648.407.128	328.644.709
Gas Natural Andalucía, S.A.	75.094.585	9.129	-27.493	1.446.908	-108.512	783.890	-85.309	2.457.840		78.142.494	39.606.470
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	39.139.035	3.358	-232.516	-832.621	-56.556	288.318	-721.481	-1.414.361		37.234.954	18.872.511
Gas Natural Castilla y León, S.A.	74.773.282	6.783	-657.932	460	-108.047	582.475	-2.041.519	782		73.206.972	37.104.904
CEGAS, S.A.	119.544.683	7.362	-131.949	139.726	-172.742	632.195	-409.429	237.351		119.832.057	60.736.796
Gas Galicia SDG, S.A.	34.637.058	8.597	-69.459	-575	-50.051	738.205	-215.527	-977		35.108.709	17.794.825
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.425.570	-624	-14.633	-937.378	-23.735	-53.542	-45.405	-1.592.310		14.710.579	7.456.047
Gas Navarra, S.A.	27.399.470	3.116	-273.342	-8.201	-39.592	267.537	-848.161	-13.931		26.765.324	13.565.986
Gas Natural Rioja,S.A.	13.920.825	2.402	-86.094	-15.513	-20.116	206.266	-267.145	-26.352		13.813.479	7.001.352
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	23.891	5	3.537	0	-35	429	10.974	0	324.362	359.622	182.274
Madrileña Red de Gas, S.A.	153.245.035	4.664	-1.221.763	-36.007	-221.439	400.468	-3.791.049	-61.164		149.571.851	75.810.390
TOTAL	1.499.606.292	79.629	-6.725.725	-13.060.029	-2.166.931	6.837.963	-20.869.466	-22.184.867	577.952	1.461.800.943	740.912.806

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, la retribución del segundo periodo del año 2014 (del 6 de julio a 31 de diciembre) por empresa en aplicación del nuevo modelo retributivo sería la siguiente:

Cuadro 99. Determinación Retribución 2º periodo 2014 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

Retribución Año 2013 Definitiva 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 2014 Provisional	Total 2º Periodo 2014
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mgc} _{-ab})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mgc} _{-ab})	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/a	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mgc} _{-ab})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mgc} _{-ab})	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.	177.054.619	10.007	2	-719.883	-155.578	-1.649.152	500.350	105	-5.399.124	-700.099	-2.061.440		169.394.411	83.536.970
Gas Directo, S.A.	1.408.904	384	0	703	10.617	-7.507	19.200	0	5.273	47.777	-9.384		1.471.770	725.804
Redexis Gas, S.A.	73.510.115	10.671	0	-247.773	-101.723	-911.582	533.550	0	-1.858.299	-457.754	-1.139.477	253.590	70.841.724	34.935.645
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.262.172	2.034	0	-35.402	-5.659	481.441	101.675	0	-265.516	-25.464	601.801		11.674.668	5.757.370
Tolosa Gas, S.A	768.190	68	0	-5.532	-2.497	0	3.375	0	-41.491	-11.237	0		718.837	354.495
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	594.415.138	11.210	558	-1.998.472	-325.913	-11.156.995	560.500	39.025	-14.988.542	-1.466.610	-13.946.244		564.613.266	278.439.419
Gas Natural Andalucía, S.A.	59.991.971	9.127	9	-23.205	39.039	1.403.581	456.350	630	-174.038	175.676	1.754.476		62.205.066	30.676.471
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.788.266	3.073	291	-212.903	-12.973	-839.262	153.625	20.370	-1.596.772	-58.377	-1.049.077		39.258.035	19.360.127
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.917.983	6.769	31	-399.333	-196.848	-61.291	338.425	2.170	-2.994.997	-885.818	-76.613		73.301.150	36.148.512
CEGAS, S.A.	116.780.491	6.888	481	-152.147	27.958	131.966	344.375	33.670	-1.141.106	125.811	164.958		116.308.199	57.357.468
Gas Galicia SDG, S.A.	35.283.623	8.364	238	-33.434	22.885	-59.486	418.175	16.625	-250.752	102.984	-74.357		35.496.298	17.505.024
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.487.103	-620	0	-16.281	4.183	-939.914	-31.000	0	-122.108	18.826	-1.174.892		15.177.928	7.485.006
Gas Navarra, S.A.	27.191.291	3.037	90	-136.192	-98.851	-46.500	151.850	6.265	-1.021.441	-444.828	-58.125		25.825.012	12.735.622
Gas Natural Rioja,S.A.	13.725.153	2.381	25	-56.974	-18.849	-25.785	119.025	1.715	-427.304	-84.821	-32.231		13.301.537	6.559.662
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	38.745	5	0	13	3.524	0	250	0	95	15.858	0	324.362	379.310	187.057
Madrileña Red de Gas, S.A.	142.294.720	4.411	274	-850.849	-256.119	-150.803	220.525	19.180	-6.381.368	-1.152.534	-188.503		134.812.020	66.482.640
TOTAL	1.388.918.484	77.805	1.997	-4.887.665	-1.066.803	-13.831.287	3.890.250	139.755	-36.657.490	-4.800.612	-17.289.108	577.952	1.334.779.230	658.247.292

Fuente: Elaboración Propia

En los siguientes dos cuadros, se recoge, respectivamente la retribución por empresa de los años 2015 y 2016 en aplicación del nuevo modelo retributivo:

Cuadro 100. Determinación Retribución 2015 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

Retribución Año 2014 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 2015	
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{m_{GC}<4b})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{m_{GC}<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 y PS a P<4bar y Cons<50MWh/a	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{m_{GC}<4b})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{m_{GC}<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			
Naturgas Energía Distribución, S.A.	169.394.411	8.861	118	608.641	94.782	313.080	443.050	8.225	4.564.810	426.517	391.349		175.228.363
Gas Directo, S.A.	1.471.770	511	0	9.537	4.903	-27.158	25.525	0	71.524	22.062	-33.948		1.556.933
Redexis Gas, S.A.	70.588.134	11.169	2.775	370.082	55.113	615.133	558.450	194.250	2.775.614	248.008	768.916	62.857	75.196.229
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.674.668	1.992	0	9.000	1.762	65.999	99.575	0	67.497	7.927	82.498		11.932.165
Tolosa Gas, S.A.	718.837	72	0	3.919	319	0	3.575	0	29.392	1.433	0		753.238
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	564.613.266	18.301	4.973	2.195.588	305.981	1.307.599	915.025	348.075	16.466.913	1.376.913	1.634.499		585.354.692
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.205.066	9.800	1.444	158.031	41.246	-100.335	490.000	101.045	1.185.234	185.608	-125.419		64.041.533
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	39.258.035	3.135	2.013	232.477	47.290	-119.522	156.725	140.875	1.743.581	212.805	-149.403		41.362.618
Gas Natural Castilla y León, S.A.	73.301.150	5.139	1.182	407.201	129.435	13.613	256.925	82.705	3.054.011	582.457	17.016		77.294.263
CEGAS, S.A.	116.308.199	12.508	2.249	250.292	20.726	129.874	625.425	157.430	1.877.193	93.265	162.343		119.223.855
Gas Galicia SDG, S.A.	35.496.298	4.975	4.823	175.878	1.844	88.755	248.750	337.575	1.319.086	8.296	110.944		37.520.949
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.177.928	423	329	18.865	-339	-2.882	21.150	22.995	141.488	-1.527	-3.602		15.358.432
Gas Navarra, S.A.	25.825.012	1.874	340	134.139	50.696	-35.504	93.700	23.765	1.006.046	228.133	-44.380		27.132.276
Gas Natural Rioja, S.A.	13.301.537	1.728	759	73.120	24.697	6.261	86.400	53.130	548.399	111.135	7.826		14.108.427
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	54.948	23	0	135	3.281	0	1.125	0	1.013	14.763	0	482.195	554.044
Madridleña Red de Gas, S.A.	134.812.020	4.809	999	325.035	64.506	31.088	240.425	69.895	2.437.766	290.278	38.860		137.889.244
TOTAL	1.334.201.278	85.316	22.000	4.971.942	846.239	2.286.000	4.265.825	1.539.965	37.289.567	3.808.074	2.857.500	545.052	1.384.507.261

Fuente: Elaboración Propia

Durante el año 2015 se han producido dos operaciones de compra-venta de activos de distribución entre Redexis Gas y Naturgas, por lo que es necesario corregir la retribución de ambas empresas teniendo en cuenta esta operación. En el Cuadro 101 se recoge la caracterización del mercado atendido por los activos de Naturgas, incluidos los traspasados, y en el Cuadro 103 se recogen los cálculos de ajustes a realizar.

Cuadro 101. Caracterización del Mercado atendido por los Activos de Naturgas Distribución

Caracterización del Mercado atendido por los Activos de Naturgas Distribución según SIFCO y Empresas													
2012													
En Euros	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						
Activos Remanentes en Naturgas	890.652,00	46,00	0,00	0,00	890.698,00	708,00	7,00						
Activos Traspasados en Operación CV 1 de junio 2015	22.480,00	1,00			22.481,00	12,00							
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015					0,00								
Activos Traspasados en Operación CV 30 de junio 2015	843,00				843,00	9,00							
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015					0,00								
Naturgas Energía Distribución, S.A.	913.975,00	47,00			914.022,00	729,00	7,00						
2013													
En Euros	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
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 de 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 de 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
2014													
En Euros	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
Activos Remanentes en Naturgas	908.950,00	26,00	3,00	0,00	908.979,00	679,00	4,00	4.029.768,54	2.867.252,81	470.453,83	7.367.475,18	16.509.585,31	2.002.829,59
Activos Traspasados en Operación CV 1 de 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		
Activos Traspasados en Operación CV 30 de 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		
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	2.925.180,03	478.222,67	7.558.955,10	16.734.129,65	2.002.829,59
2015													
En Euros	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
Activos Remanentes en Naturgas	915.724,00	24,00	235,00	0,00	915.983,00	680,00	4,00	4.681.310,76	3.194.095,69	446.511,15	8.321.917,60	16.843.207,86	1.914.748,74
Activos Traspasados en Operación CV 1 de junio 2015	24.169,00	0,00			24.169,00	14,00		129.299,62	47.744,09	0,00	177.043,71	78.533,12	
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015	541,00				541,00	0,00		12.107,35	4.417,52		16.524,87		
Activos Traspasados en Operación CV 30 de junio 2015	1.048,00				1.048,00	10,00		8.846,51	13.852,66	0,00	22.699,18	268.793,70	
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015	24,00				24,00			828,37	1.281,71	0,00	2.110,09		
Naturgas Energía Distribución, S.A.	941.506,00	24,00	235,00	0,00	941.765,00	704,00	4,00	4.832.392,62	3.261.391,68	446.511,15	8.540.295,45	17.190.534,68	1.914.748,74

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 102. Cálculo de los ajustes de la Retribución 2015 de Redexis Gas y Naturgas por la operación de compra venta

Reperto Retribución 2013 y 2014 entre activos															
	Puntos de Suministro (PS) MEDIOS<4bar	Demanda en Redes de P ≤4 bar (MWh)	Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar	Reperto Retribución 2014											
Retribu. Unitaria Año 2013	112,1823748	5,0670056	1,6643440	RD ₂₀₁₃ Definitiva (€)	Δ Nº Medio Puntos de Suministro (PS) a 31/dic conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Total Retribución Año 2014
					en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{MPC-4bar})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{MPC-4bar})	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 ^{MPC-4bar})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{MPC-4bar})	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		
Activos Remanentes en Naturgas	895.238,00	8.412.755,90	17.578.046,00	172.313.321,00	9.149,00	1,50	-698.916,28	-160.358,17	-1.254.466,97	457.450,00	105,00	-5.241.872,10	-721.611,78	-1.568.083,71	165.239.308,41
Activos Traspasados en Operación CV 1 junio 2015	22.806,50	183.622,86	79.832,36	3.621.774,00	769,50	0,00	-20.203,54	5.427,32	-6.368,51	38.475,00	0,00	-151.526,54	24.422,95	-7.960,64	3.525.184,77
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Activos Traspasados en Operación CV 30 junio 2015	881,50	24.356,46	539.083,97	1.119.524,00	88,50	0,00	-763,33	-646,80	-388.316,51	4.425,00	0,00	-5.724,98	-2.910,62	-485.395,64	629.917,76
Mdo Ampliado Tras Operación CV 30 de junio 2015					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Distribución, S.A.	918.926,00	8.620.735,22	18.196.962,33	177.054.619,00	10.007,00	1,50	-719.883,15	-155.577,66	-1.649.151,99	500.350,00	105,00	-5.399.123,61	-700.099,45	-2.061.439,99	169.394.410,95

Reperto Retribución 2015 entre Activos y Empresas												
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					Total Retribución Año 2015	
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{MPC-4bar})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{MPC-4bar})	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 ^{MPC-4bar})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{MPC-4bar})	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		
Activos Remanentes en Naturgas (1)	165.239.308,41	7.995,50	117,50	584.671,05	89.550,55	198.065,94	399.775,00	8.225,00	4.385.032,86	402.977,49	247.582,43	170.682.901,19
Activos Traspasados en Operación CV 1 junio 2015	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
Mdo Ampliado Tras Operación CV 1 de junio 2015 (1)	0,00	270,50	0,00	10.864,71	1.210,34	0,00	13.525,00	0,00	81.485,32	5.446,53	0,00	100.456,85
Activos Traspasados en Operación CV 30 junio 2015	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 30 de junio 2015 (1)	0,00	12,00	0,00	743,35	351,17	0,00	600,00	0,00	5.575,13	1.580,28	0,00	7.755,41
Naturgas Energía Distribución, S.A.	169.394.410,95	8.861,00	117,50	608.641,37	94.781,61	313.079,57	443.050,00	8.225,00	4.564.810,30	426.517,24	391.349,47	175.228.362,96

Retribución 2015	
Correspondiente a Naturgas Distribución	Correspondiente a Redexis Gas
170.682.901,19	
2.143.043,71	1.512.147,66
	100.456,85
458.521,75	323.536,38
	7.755,41
173.284.466,65	1.943.896,30

(1) Las correcciones de demanda asociadas por el Escenario de la CNMC se imputan a los activos remanentes en Naturgas y a las nuevas captaciones de Mdo que se realizan tras la operación CV

Ajuste

-1.943.896,31	1.943.896,30
---------------	--------------

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 103. 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 ^{mrgc} _{<4b})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrgc} _{<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 ^{mrgc} _{<4b})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mrgc} _{<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								
Naturgas Energía Distribución, S.A.	170.682.901	-5.911	673	13.856	50.519	-61.069	-295.525	47.110	103.920	227.334	-76.336		170.689.404
Gas Directo, S.A.	1.556.933	465	0	-773	-1.003	1.540	23.250	0	-5.801	-4.512	1.924		1.571.794
Redexis Gas, S.A.	79.678.834	32.104	6.065	-78.343	-173.561	471.348	1.605.200	424.515	-587.573	-781.026	589.185	62.857	80.991.992
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.932.165	2.049	0	-1.502	3.957	4.766	102.450	0	-11.264	17.807	5.958		12.047.116
Tolosa Gas, S.A	753.238	65	0	302	-367	0	3.250	0	2.261	-1.649	0		757.100
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	585.354.692	23.664	14.632	-217.562	-133.256	382.994	1.183.175	1.024.205	-1.631.717	-599.654	478.742		585.809.443
Gas Natural Andalucía, S.A.	64.041.533	11.262	3.610	-13.796	-25.976	33.882	563.100	252.665	-103.473	-116.893	42.353		64.679.284
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.362.618	6.893	5.628	-23.709	-24.612	9.210	344.650	393.960	-177.819	-110.755	11.512		41.824.166
Gas Natural Castilla y León, S.A.	77.294.263	4.281	5.277	-44.763	-84.974	-3.335	214.050	369.355	-335.720	-382.385	-4.169		77.155.395
CEGAS, S.A.	119.223.855	17.402	4.609	-23.747	-29.596	114.830	870.075	322.630	-178.105	-133.182	143.538		120.248.811
Gas Galicia SDG, S.A.	37.520.949	2.829	11.229	-16.759	-27.548	-2.264	141.425	785.995	-125.693	-123.966	-2.831		38.195.879
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.358.432	2.710	587	-3.120	-7.732	9.310	135.475	41.055	-23.398	-34.795	11.637		15.488.406
Gas Navarra, S.A.	27.132.276	1.433	373	-12.561	-33.345	592	71.650	26.110	-94.208	-150.052	740		26.986.516
Gas Natural Rioja, S.A.	14.108.427	2.011	1.410	-7.771	-16.409	-635	100.525	98.700	-58.285	-73.839	-794		14.174.733
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	71.849	22	0	-49	-304	0	1.075	0	-370	-1.367	0	493.354	564.541
Madriñena Red de Gas, S.A.	137.889.244	5.708	2.036	-42.570	-10.735	56.616	285.400	142.485	-319.278	-48.309	70.771		138.020.313
TOTAL	1.383.962.209	106.985	56.126	-472.870	-514.943	1.017.785	5.349.225	3.928.785	-3.546.523	-2.317.246	1.272.231	556.211	1.389.204.893

Fuente: Elaboración Propia

Determinadas las retribuciones de 2014 y 2015 con los datos más actualizados de gas suministrado y puntos de suministro, se calcula la diferencia con las retribuciones calculadas anteriormente para dichos años. En el caso del año 2014, la retribución es la resultante de la suma de los dos periodos retributivos a las que está sometido dicho año⁵¹.

Cuadro 104. Determinación de los ajustes a realizar en la Retribución 2014 y 2015 por Empresa

En Euros	Nueva Retribución Provisional Año 2015	Anterior Retribución Provisional Año 2015	Ajuste Retribución de 2015	Retribución Definitiva Año 2014	Anterior Retribución Provisional Año 2014	Ajuste Retribución de 2014
Naturgas Energía Distribución, S.A.	173.284.467	177.829.568	-4.545.101	174.785.718	178.499.190	-3.713.472
Gas Directo, S.A.	1.556.933	1.565.017	-8.084	1.177.312	1.098.960	78.351
Redexis Gas, S.A.	77.140.125	78.010.303	-870.178	70.747.309	74.147.152	-3.399.843
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.932.165	11.804.225	127.940	11.904.454	11.782.628	121.826
Tolosa Gas, S.A	753.238	779.552	-26.315	832.034	869.835	-37.800
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	585.354.692	604.714.382	-19.359.691	607.084.128	620.250.903	-13.166.775
Gas Natural Andalucía, S.A.	64.041.533	64.164.137	-122.603	70.282.941	70.409.361	-126.421
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.362.618	42.806.344	-1.443.727	38.232.638	39.345.384	-1.112.746
Gas Natural Castilla y León, S.A.	77.294.263	80.859.225	-3.564.962	73.253.416	75.399.300	-2.145.884
CEGAS, S.A.	119.223.855	120.351.226	-1.127.371	118.094.264	118.512.724	-418.460
Gas Galicia SDG, S.A.	37.520.949	37.287.770	233.179	35.299.849	35.406.564	-106.715
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.358.432	15.771.826	-413.394	14.941.052	15.133.122	-192.070
Gas Navarra, S.A.	27.132.276	28.458.780	-1.326.503	26.301.608	27.104.727	-803.119
Gas Natural Rioja, S.A.	14.108.427	14.600.985	-492.559	13.561.014	13.898.893	-337.879
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	554.044	704.700	-150.656	369.331	359.393	9.938
Madriñeña Red de Gas, S.A.	137.889.244	140.322.184	-2.432.940	142.293.030	144.441.092	-2.148.062
TOTAL	1.384.507.261	1.420.030.225	-35.522.965	1.399.160.098	1.426.659.228	-27.499.129

Fuente: Elaboración Propia

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

Cuadro 105. Retribución a la actividad de distribución a publicar en BOE

En €	Retribución Provisional Año 2016	Ajuste Retribución de 2015	Ajuste Retribución de 2014	Retribución a Publicar en O. Ministerial
Naturgas Energía Distribución, S.A.	175.234.865,91	-2.601.205	-3.713.472	168.920.189
Gas Directo, S.A.	1.571.794,18	-8.084	78.351	1.642.062
Redexis Gas, S.A.	76.446.529,87	-2.814.074	-3.399.843	70.232.613
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.047.115,71	127.940	121.826	12.296.882
Tolosa Gas, S.A	757.099,66	-26.315	-37.800	692.985
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	585.809.442,77	-19.359.691	-13.166.775	553.282.977
Gas Natural Andalucía, S.A.	64.679.284,46	-122.603	-126.421	64.430.260
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.824.165,98	-1.443.727	-1.112.746	39.267.693
Gas Natural Castilla y León, S.A.	77.155.394,92	-3.564.962	-2.145.884	71.444.549
CEGAS, S.A.	120.248.811,45	-1.127.371	-418.460	118.702.981
Gas Galicia SDG, S.A.	38.195.879,41	233.179	-106.715	38.322.343
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.488.405,55	-413.394	-192.070	14.882.942
Gas Navarra, S.A.	26.986.515,91	-1.326.503	-803.119	24.856.894
Gas Natural Rioja, S.A.	14.174.732,95	-492.559	-337.879	13.344.296
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	564.541,17	-150.656	9.938	423.823
Madriñeña Red de Gas, S.A.	138.020.312,67	-2.432.940	-2.148.062	133.439.310
TOTAL	1.389.204.893	-35.522.965	-27.499.129	1.326.182.799

Fuente: Elaboración Propia

⁵¹ Retribución2014 = 185/365 * Retribución2014 según O. ITC/3993/2006 + 180/365 * Retribución2014 según Anexo X del Real Decreto-ley 8/2014

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 3993/2006⁵², 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 60⁵³ de la Ley 34/1998, sobre Funcionamiento del sistema gasista, y la inclusión de la Disposición Transitoria Vigésima⁵⁴ 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.

⁵² Descripción recogida también en las Órdenes Ministeriales sobre aspectos retributivos del sistema gasista publicadas tras el Real Decreto 949/2001.

⁵³El nuevo redactado dado por la Ley 12/2007 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”.

⁵⁴ 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 2016 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 inicie 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 anular ambas convocatorias en la próxima Orden Ministerial. A este respecto, indicar que la Orden IET/849/2012 ya eliminó 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 18.855.637 € a repartir entre 41 proyectos, si bien, de acuerdo con el histórico de pagos anuales de este concepto, se considera que durante 2016 se abonara una cifra similar a la presupuestada para 2015: 5.274.617 €.

En el 0 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 106. 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	65.922.042
Pendientes de pago	18.855.637
NO incurridas por:	38.718.376
<i>Minoración</i>	<i>3.955.781</i>
<i>Denegación</i>	<i>4.323.793</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. Previsión cuota tributaria a ingresar por tasa MINETUR/CNMC

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 2016 por peajes y cánones sería de 2.922 M€ se estima recaudar por la tasa 4.090.797 €

2. Estimación de la anualidad 2016 correspondiente al Laudo del Arbitraje de París

El Artículo 66 de la Ley 18/2014 establece que a los costes del sistema gasista enumerados en el artículo 59.4 de la citada Ley, se les adicionará *“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.”*

Y a continuación añade que *“la cantidad total a recaudar por este recargo se cuantifica en 163.790.000 euros, que se recuperarán en un periodo de 5 años. Anualmente, a partir del año 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2019 incluido, se recuperarán 32.758.000 euros, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que será aprobado por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.”*

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.

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, considerando como fecha de devengo de intereses 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 107, según el cual el coste de financiación de la empresa titular del derecho de cobro sería del 1,201%. Este coste 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 107. 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 2016 con cargo al sistema gasista correspondiente al derecho de cobro

El cálculo de la anualidad correspondiente al ejercicio 2016 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. Por otra parte, de acuerdo a la metodología expuesta en dicha Ley, se considera una amortización anual constante de 32.758.000 €.

Adicionalmente, es necesario tener en cuenta que los intereses devengados durante el año 2015 no se han pagado aún con cargo a las liquidaciones del ejercicio 2015.

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, calculadas según la metodología descrita el apartado anterior (1,201%).

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro 108, según el cual la anualidad correspondiente al año 2016 ascendería a un importe de 34.355.668,54 €.

Cuadro 108. Cálculo de la anualidad 2016 correspondiente al Laudo de París

Tipo Interés	1,201%				
Fecha Devengo	01/01/2015				
Plazo (años)	5				
Importe Derecho (€)	163.790.000,00	31/12/2014			

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2014 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Satisfecha (€)
2015	1,201%	163.790.000,00	1.967.541,60	32.758.000,00	34.725.541,60

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2015 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	1,201%	131.032.000,00	1.574.033,28	32.758.000,00	34.332.033,28

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]

