

**ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LAS PREVISIONES DE DEMANDA DE INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DE LOS EJERCICIOS 2017 Y 2018**

**Expediente nº: INF/DE/119/17**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D<sup>a</sup>. María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz  
D. Mariano Bacigalupo Saggese  
D. Bernardo Lorenzo Almendros  
D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 16 de noviembre de 2017

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente acuerdo por el que se emite informe sobre la “Previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2017 y 2018”

El informe se emite en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2.a), 5.3 y 7, de la Ley 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 18/2014<sup>1</sup>, 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/2692/2002<sup>2</sup>, de 28 de octubre, establece que la CNMC debe remitir antes del 1 de noviembre de cada año un informe en el que se determinen las desviaciones previstas entre los ingresos netos liquidables y las retribuciones acreditadas por la aplicación del procedimiento de liquidaciones para el ejercicio en curso.

Finalmente, la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009<sup>3</sup>, 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.

---

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

<sup>2</sup> 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

<sup>3</sup> 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 2017 y 2018. En concreto, es necesario realizar previsiones sobre:

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

Por otra parte, se indica que los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017 y para 2018 se han estimado aplicando a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ETU/1977/2016

Por último, la previsión de los costes para el cierre del ejercicio 2017 y para 2018 tienen en cuenta la retribución de las distintas actividades establecidas en la Orden ETU/1977/2016, 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 2017 y para 2018**

Como todos los años, el 30 de mayo de 2017 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2017 y para 2018, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de peajes y cánones vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNMC, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se han contrastado las previsiones con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

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.

## 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 2018 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 2017, 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 2018, que no coincide con el escenario más probable de previsión contenido en el citado informe conjunto.

### Directiva sobre emisiones industriales

La Directiva 2010/75 de Emisiones Industriales (DEI) establece límites máximos de emisión de contaminantes a partir del 1 de enero de 2016. Ante estos nuevos requisitos medioambientales las alternativas para las plantas de carbón son: i. Realizar inversiones medioambientales, incluyendo el proceso de desnitrificación; ii. No acometer inversiones y ampararse en el Plan Nacional Transitorio (PNT) hasta el 30/06/2020 con una producción equivalente a plena carga inferior al 35%. Después de esa fecha, el funcionamiento de estas plantas de carbón estaría limitado a 1.500h/año.

De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, seis centrales de carbón habrían acometido las inversiones en desnitrificación para continuar su funcionamiento más allá de 2020 sumando un total de 4.200 MW (de un total de 9.500 MW de potencia instalada de este tipo de centrales).

### Cierre de instalaciones

El 3 de agosto de 2017 el MINETAD<sup>4</sup> lanzó una consulta pública previa sobre el Proyecto de Real Decreto por el que regula el procedimiento de cierre de las instalaciones de generación eléctrica. La norma tiene como finalidad *“establecer las medidas regulatorias que aseguren que las decisiones de cierre de centrales de generación eléctrica son coherentes con los instrumentos de planificación energética y, de esta manera, son compatibles con los objetivos en materia de seguridad del suministro, cambio climático y precio de la energía”*.

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

### Impacto del Real Decreto 948/2015 y de la Orden ETU/1977/2016

El Real Decreto 984/2015 por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural realizó una modificación profunda del régimen de contratación de capacidad, introduciendo los contratos de duración intradiaria y trimestral, que se unían a los contratos

---

<sup>4</sup> <http://www.minetad.gob.es/energia/es-ES/Participacion/Paginas/Cerradas/cierre-instalaciones-generacion-electrica.aspx>

diarios y mensuales que ya anteriormente podrían contratar los agentes. Adicionalmente, la Orden ETU/1977/2016 modificó los coeficientes de corto plazo aplicables a dichos contratos diarios y mensuales y estableció los aplicables al resto de contratos.

Al respecto, se señala la dificultad de realizar una previsión sobre la demanda de los contratos de corto plazo, teniendo en cuenta i) las propias características de dichos contratos; ii) los agentes podrían no haberse adaptado completamente a las modificaciones introducidas en la Orden ETU/1977/2016 y iii) el escaso tiempo transcurrido desde la introducción de los nuevos contratos y coeficientes que tienen como consecuencia una escasez de información.

Finalmente, se indica que a la fecha de elaboración de este informe, no se han definido ni peajes ni las condiciones de aplicación<sup>5</sup> de los nuevos servicios (tales como el bunkering de GNL para las plantas de regasificación o el almacenamiento en el Punto Virtual de Balance y la Salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación para las instalaciones de transporte) introducidos por el citado Real Decreto 984/2015.

### **2.3. Evolución de la actividad económica**

#### *Evolución de la actividad económica para 2017*

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 2017 es del 0,9%, superior en una décima a la registrada en el trimestre anterior, situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2017 en 3,1%, superior en una décima a la registrada en el primer trimestre de 2017 (3,0%).

Por otra parte, según las previsiones de distintos agentes, para el tercer trimestre y cuarto trimestre del 2017 se espera una ligera ralentización de la actividad económica.

Así, el Banco de España señala en su Informe trimestral<sup>6</sup> que “[...] *Por otro lado, se prevé el progresivo agotamiento del efecto expansivo que se ha producido en los últimos años como consecuencia de la materialización de algunas decisiones de gasto en bienes de consumo duradero y de inversión pospuestas durante las fases más agudas de la crisis. De hecho, se estima que, en el tercer trimestre del año, el PIB podría haberse ralentizado ligeramente, como anticipaban las proyecciones de junio. [...]*”

---

<sup>5</sup> El artículo 92.5 de la Ley 34/1998 establece que el Gobierno establecerá la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las instalaciones gasistas.

<sup>6</sup> Véase [http://www.bde.es/bde/es/secciones/informes/boletines/Boletin\\_economic/](http://www.bde.es/bde/es/secciones/informes/boletines/Boletin_economic/)

En este mismo sentido, se sitúan las previsiones de los distintos servicios de análisis. De acuerdo con la información del Panel de previsiones de la economía española elaborado por Funcas<sup>7</sup>, las previsiones de las entidades privadas sitúa las tasas de variación del tercer y cuarto trimestre de 2017 en el 0,8%, esto es, una décima inferior a la registrada en el segundo trimestre.

Para el año 2017, se espera que el PIB aumente entre un 2,8% y un 3,1% (Banco de España 3,1%, CE 2,8%, FMI 3,1% y OCDE 2,8%), mientras que las previsiones del Gobierno se sitúan en el 3,1<sup>8</sup> %.

### *Evolución de la actividad económica para 2018*

Para el año 2018, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 2,4% y el 2,5% (Banco de España 2,5%; CE 2,4%, FMI 2,5% y OCDE 2,4%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2017 el PIB aumente un 2,3% respecto del 2017. Cabe señalar que dichas previsiones son inferiores al consenso de los distintos servicios de estudios, que según el panel de Funcas se sitúa en el 2,7% para 2018, consecuencia de un ritmo intertrimestral de crecimiento estable en torno al 0,6% a lo largo del ejercicio.

## **3. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2017 y para 2018**

A continuación se presenta el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2017 y para 2018, así como las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo y capacidad contratada por punto de entrada al sistema. Los escenarios han sido elaborados teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, la información aportada por las empresas gasistas y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista. En el Anexo I del presente informe se describen detalladamente las hipótesis consideradas en su elaboración.

### **3.1. Previsión de demanda para el cierre de 2017**

En el Cuadro 1 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada registrada en el ejercicio 2016, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones y la previsión de la CNMC para el cierre del ejercicio 2017. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2017 se incrementará un 5,9% respecto de la demanda registrada en 2016, motivado por el aumento de la demanda industrial (9,2% grupo 1 y 7,1% grupo 2), parcialmente compensado por la contracción de la demanda del grupo 3 (-1,2%). Por el contrario, se espera una reducción de la capacidad contratada del

<sup>7</sup> Véase Panel de previsiones de la economía española, disponible en <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?Id=1>

<sup>8</sup> Véase Plan Presupuestario 2018 y remisión trimestral de información del Reino de España, disponible en [http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/comun/pdf/171017\\_np\\_planptos.pdf](http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/comun/pdf/171017_np_planptos.pdf)

0,1%, consecuencia de la reducción de la capacidad contratada por los consumidores conectados a la red de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar. Cabe señalar que, con la excepción de los consumidores interrumpibles y los acogidos a la tarifa de materia prima, las tasas de variación respecto del ejercicio 2016 de la capacidad contratada son inferiores a las esperadas para la demanda.

**Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre de 2017**

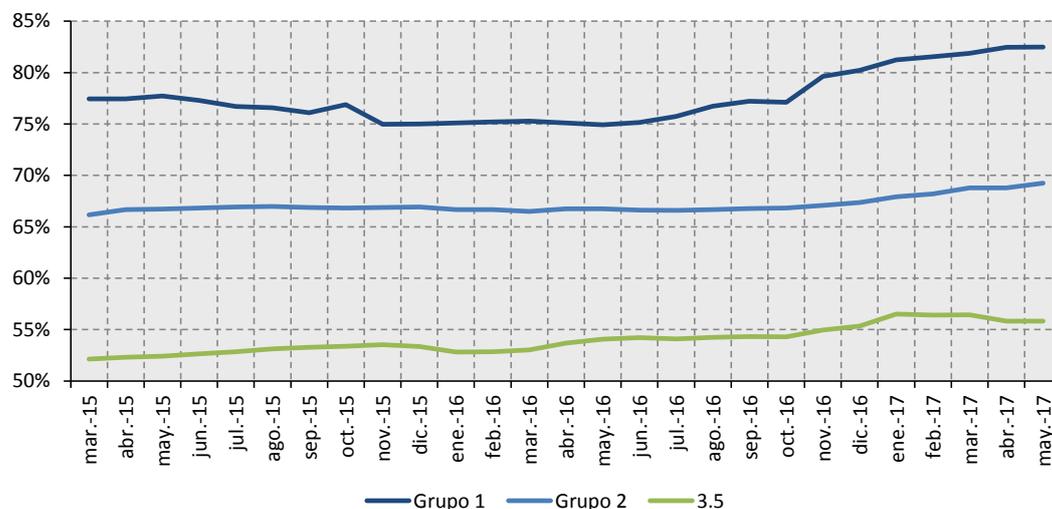
Grupo tarifario	2016 (SIFCO) (A)			Previsión de cierre 2017 (B)			%Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen	Nº clientes	Capacidad
<b>Grupo 1</b>	<b>119.097</b>	<b>105</b>	<b>540.637</b>	<b>130.110</b>	<b>122</b>	<b>555.100</b>	<b>9,2%</b>	<b>15,7%</b>	<b>2,7%</b>
<b>Grupo 2</b>	<b>117.762</b>	<b>3.712</b>	<b>499.231</b>	<b>126.116</b>	<b>3.729</b>	<b>482.918</b>	<b>7,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>-3,3%</b>
16 bar < P ≤ 60 bar	35.730	149	154.899	36.732	150	132.962	2,8%	0,5%	-14,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	82.032	3.563	344.332	89.384	3.579	349.956	9,0%	0,4%	1,6%
<b>Grupo 3</b>	<b>66.770</b>	<b>7.674.071</b>	<b>23.291</b>	<b>65.992</b>	<b>7.752.090</b>	<b>23.635</b>	<b>-1,2%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,5%</b>
3.1	11.011	4.572.999	-	11.323	4.658.471	-	2,8%	1,9%	
3.2	27.022	3.029.819	-	26.093	3.019.500	-	-3,4%	-0,3%	
3.3	1.603	23.859	-	1.612	25.082	-	0,6%	5,1%	
3.4	22.429	47.111	-	22.144	48.750	-	-1,3%	3,5%	
3.5	4.705	283	23.291	4.820	287	23.635	2,4%	1,5%	1,5%
<b>Grupo interrumpible</b>	<b>37</b>	<b>1</b>	<b>125</b>	<b>106</b>	<b>1</b>	<b>538</b>	<b>186,9%</b>	<b>0,0%</b>	<b>330,2%</b>
<b>Materia prima</b>	<b>5.751</b>	<b>2</b>	<b>20.100</b>	<b>5.435</b>	<b>2</b>	<b>20.100</b>	<b>-5,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>GNL cliente final</b>	<b>11.232</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>11.959</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>320.649</b>	<b>7.677.891</b>	<b>1.083.384</b>	<b>339.718</b>	<b>7.755.942</b>	<b>1.082.291</b>	<b>5,9%</b>	<b>1,0%</b>	<b>-0,1%</b>

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

Al respecto se indica que, durante los últimos meses se viene observando que la capacidad contratada promedio de los clientes industriales (la media móvil de 12 meses a mayo de la capacidad contratada promedio de los consumidores del grupo 1 y del grupo 2 se sitúan en el - 1,7% y el +0,3%, respectivamente) presenta tasas inferiores a las registradas en la demanda (la media móvil de 12 meses a mayo de la demanda de los consumidores del grupo 1 se sitúa en el 8,3% y la del grupo 2 en el 4,0%), lo que implica un comportamiento más eficiente de los consumidores, que se plasma en el aumento del factor de carga<sup>9</sup>, tal y como se puede observar en el Gráfico 1.

<sup>9</sup> Utilización que hacen los consumidores de la capacidad contratada

**Gráfico 1. Evolución del factor de carga promedio durante los 12 meses anteriores a cada fecha de los consumidores industriales desagregado por grupo tarifario**



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

Por tipo de consumidor, se estima un incremento del 15,0% de la demanda destinada a la generación eléctrica (motivado, entre otros, por la baja eolicidad e hidráulica registrada en lo que va del ejercicio 2017) y del 3,8% de la demanda convencional (principalmente, de la demanda industrial) (véase Cuadro 2).

**Cuadro 2. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para el cierre de 2017**

Volumen (GWh)	2016 (SIFCO) (A)			Previsión de cierre 2017 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	56.866	67.982	124.848	65.748	69.796	135.544	15,6%	2,7%	8,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	2.773	32.956	35.730	2.805	33.927	36.732	1,1%	2,9%	2,8%
4 bar < P ≤ 16 bar	107	81.963	82.069	140	89.351	89.491	30,8%	9,0%	9,0%
P ≤ 4 bar	-	66.770	66.770	-	65.992	65.992	-	-1,2%	-1,2%
<b>Total</b>	<b>59.746</b>	<b>249.671</b>	<b>309.418</b>	<b>68.692</b>	<b>259.067</b>	<b>327.760</b>	<b>15,0%</b>	<b>3,8%</b>	<b>5,9%</b>

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

Nota: Se excluye el GNL directo a clientes

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 2017.

**Cuadro 3. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para el cierre de 2017**

	Año 2016 (SIFCO)		Previsión de cierre 2017		% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016	
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados
Regasificación	443.746	135.644	543.079	163.176	22,4%	20,3%
Barcelona	100.262	30.678	176.239	54.191	75,8%	76,6%
Huelva	111.323	34.648	133.618	40.692	20,0%	17,4%
Cartagena	29.731	8.465	22.658	6.667	-23,8%	-21,2%
Sagunto	102.253	32.908	83.374	23.936	-18,5%	-27,3%
Mugardos	41.353	11.836	31.165	9.290	-24,6%	-21,5%
Bilbao	58.824	17.108	96.025	28.400	63,2%	66,0%

	Año 2016 (SIFCO)		Previsión de cierre 2017		% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016	
	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques
Descarga de buques	188	152.868	202	176.130	7,6%	15,2%
Barcelona	44	36.022	65	57.308	48,2%	59,1%
Huelva	45	39.050	49	43.661	10,2%	11,8%
Cartagena	12	11.129	12	9.272	-3,0%	-16,7%
Sagunto	51	34.998	32	26.065	-36,5%	-25,5%
Mugardos	15	13.664	11	10.729	-23,6%	-21,5%
Bilbao	21	18.006	32	29.095	52,7%	61,6%

	Año 2016 (SIFCO)		Previsión de cierre 2017		% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016	
	Nº de buques	GWh trasvasados	Nº de buques	GWh trasvasados	Nº de buques	GWh trasvasados
Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 9.000 m <sup>3</sup> de GNL)	2	1.330	1	3	-50,0%	-99,8%

	Año 2016 (SIFCO)		Previsión de cierre 2017		% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016	
	Nº de buques	GWh puesta en frío	Caudal (MWh/día)/mes	GWh puesta en frío	Caudal (MWh/día)/mes	GWh puesta en frío
Puesta en frío	3	61	0	0	-100,00%	-100,0%

	Año 2016 (SIFCO)		Previsión de cierre 2017		% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016	
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas
Carga en cisternas	37.227	11.232	41.761	12.942	12,18%	15,2%

	Año 2016 (SIFCO)		Previsión de cierre 2017		% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016	
	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh / día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh / día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh / día)
Almacenamiento de GNL	14,25	6.322.365	12,98	7.049.978	-8,9%	11,5%

	Año 2016 (SIFCO)			Previsión de cierre 2017			% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016		
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
Almacenamiento de GN	22.502	6.039	5.265	22.851	8.218	4.473	1,55%	36,1%	-15,0%

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 2017. Se estima que el aumento de demanda previsto para dicho ejercicio se va a abastecer desde las plantas de regasificación, para las que se prevé un incremento del 20,3%.

**Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el cierre de 2017**

Punto de Entrada	Año 2016 (SIFCO)			Previsión de cierre 2017			% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
<b>TOTAL</b>	<b>318.332</b>	<b>1.083.706</b>	<b>80,5%</b>	<b>340.129</b>	<b>1.137.559</b>	<b>82%</b>	<b>6,8%</b>	<b>5,0%</b>	<b>1,8%</b>
<b>Conexión Internacional</b>	<b>182.031</b>	<b>618.437</b>	<b>80,6%</b>	<b>176.452</b>	<b>593.235</b>	<b>81,5%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>1,1%</b>
Tarifa GME	69.297	216.701	87,6%	58.622	197.943	81,1%	-15,4%	-8,7%	-7,4%
MEDGAZ	75.353	251.870	82,0%	75.067	237.485	86,6%	-0,4%	-5,7%	5,7%
VIP Pirineos	37.372	149.850	68,3%	42.748	157.762	74,2%	14,4%	5,3%	8,6%
VIP Ibérico	8	16	135,5%	15	44	91,9%	85,7%	173,8%	-32,2%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>135.625</b>	<b>462.714</b>	<b>80,3%</b>	<b>163.176</b>	<b>542.876</b>	<b>82,3%</b>	<b>20,3%</b>	<b>17,3%</b>	<b>2,5%</b>
Barcelona	30.662	118.497	70,9%	54.191	176.239	84,2%	76,7%	48,7%	18,8%
Cartagena	8.465	30.406	76,3%	6.667	22.658	80,6%	-21,2%	-25,5%	5,7%
Huelva	34.648	111.630	85,0%	40.692	133.618	83,4%	17,4%	19,7%	-1,9%
Bilbao	17.108	60.865	77,0%	28.400	95.823	81,2%	66,0%	57,4%	5,4%
Sagunto	32.904	99.963	90,2%	23.936	83.374	78,7%	-27,3%	-16,6%	-12,8%
Mugardos	11.836	41.352	78,4%	9.290	31.165	81,7%	-21,5%	-24,6%	4,1%
<b>Otros</b>	<b>677</b>	<b>2.555</b>	<b>72,6%</b>	<b>500</b>	<b>1.448</b>	<b>94,7%</b>	<b>-26,1%</b>	<b>-43,3%</b>	<b>30,5%</b>
Marismas	0	0		18	51	94,8%			
Poseidon	50	304	45,5%	60	289	56,8%	18,8%	-4,8%	24,8%
Vuura	551	2.024	74,5%	330	856	105,6%	-40,1%	-57,7%	41,7%
Madrid	76	227	91,4%	93	252	101,2%	23,0%	11,0%	10,8%

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

Adicionalmente, efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del ejercicio 2017, en el Cuadro 5 se compara el escenario de demanda implícito en la Orden ETU/1977/2016<sup>10</sup> y el previsto por la CNMC para el cierre del ejercicio. Se observa que la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2017 resulta un 4,4% superior a implícita en la Orden ETU/1977/2016, motivado por el aumento de la demanda de los consumidores de los grupos 1 y 2 (un 11,6% y un 1,5%, respectivamente, superiores a las previstas inicialmente), parcialmente compensado por la contracción de la demanda del grupo 3 y de materia prima (un 1,8% y un 7,8%, respectivamente, inferiores a las previstas para el ejercicio en la Orden ETU/1977/2016).

Según las previsiones de la CNMC, el aumento de demanda será abastecido desde plantas de regasificación, lo que implica un desvío, en términos de MWh, en la descarga de buques, la regasificación y la carga en cisternas, superiores en un 27,7%, 18,3% y 8,5%, respectivamente, a las previstas en la Orden ETU/1977/2016.

Respecto de las previsiones de capacidad facturada<sup>11</sup>, se observa que la previsión para el cierre del ejercicio 2017 de la capacidad facturada es inferior a la inicialmente prevista en la Orden ETU/1977/2016 en todos los peajes, con la excepción de los peajes de descarga de buques, regasificación, carga en cisterna y reserva de capacidad.

<sup>10</sup> De acuerdo con la información aportada en la memoria que acompañó a la Propuesta de Orden finalmente plasmada en la Orden ETU/1977/2016

<sup>11</sup> La Memoria que acompañó a la propuesta de Orden proporciona información sobre capacidad facturada en lugar de capacidad contratada.

**Cuadro 5. Escenario de demanda previsto en la Orden ETU/1977/2016 para 2017 y escenario previsto por la CNMC para 2017**

	Previsión 2017 Orden ETU/1977/2016			Previsión Cierre 2017			Diferencia %		
<b>1. Peaje de Regasificación</b>									
	MWh	Caudal facturado (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	MWh	Caudal facturado (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	MWh	Caudal o Nº buques	Factor carga
Descarga de buques	137.977.740	170		176.129.595	202		27,7%	19,0%	
Carga en cisternas	11.930.380	37.528	87,1%	12.942.165	40.592	87,4%	8,5%	8,2%	0,3%
Regasificación	137.977.739	452.303	83,6%	163.176.123	510.661	87,5%	18,3%	12,9%	4,7%
Trasvase de GNL a buques	2.273.930	8		2.501	1		-99,9%	-87,5%	
<b>2. Almacenamiento Subterráneo</b>									
	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh		MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh		MWh iny/extr	Capacidad contratada	
Almc. Subterráneo	17.177.753	25.836.250		12.407.765	22.082.962		-27,8%	-14,5%	
<b>3. Almacenamiento GNL</b>									
	MWh			MWh			MWh		
Almc. GNL	6.614.099			7.049.978			6,6%		
<b>4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)</b>									
<b>Entrada al Sistema</b>	Volumen (MWh)	Capacidad facturada (kWh/día)	Factor carga	Volumen (MWh)	Capacidad facturada (kWh/día)	Factor carga	Volumen	Capacidad facturada	Factor carga
Entrada al Sistema	325.096.573	1.039.933.000	85,6%	340.128.972	1.062.114.632	87,7%	4,6%	2,1%	2,4%
	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad facturada (kWh/día)	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad facturada (kWh/día)	Consumo	Nº clientes	Capacidad facturada
<b>Grupo 1</b>	116.592.914	101	535.061.958	130.109.962	122	514.007.087	11,6%	20,3%	-3,9%
Firme	116.592.914	101	535.061.958	130.109.962	122	514.007.087	11,6%	20,3%	-3,9%
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	0			
<b>Grupo 2</b>	124.383.090	3.697	537.690.574	126.222.729	3.729	477.893.904	1,5%	0,9%	-11,1%
Firme	124.383.090	3.697	537.690.574	126.116.315	3.729	477.376.897	1,4%	0,9%	-11,2%
Interrumpible (A+B)	0	0	0	106.414	1	517.007			
<b>Grupo 3</b>	67.196.258	7.751.074	23.795.814	65.992.376	7.752.090	23.229.087	-1,8%	0,0%	-2,4%
<b>Materia Prima</b>	5.893.391	2	20.100.000	5.434.518	2	17.685.810	-7,8%	0,0%	-12,0%
<b>Total T&amp;D</b>	314.065.653	7.754.874	1.116.648.346	327.759.585	7.755.942	1.032.815.888	4,4%	0,0%	-7,5%
<b>5. Otros peajes y cánones</b>									
	Consumo (MWh)	Capacidad facturada (kWh/día)	Factor carga	Consumo (MWh)	Capacidad facturada (kWh/día)	Factor carga	Consumo	Capacidad facturada	Factor carga
Exportaciones	16.551.426	197.333.933	23,0%	10.882.097	137.507.516	21,7%	-34,3%	-30,3%	-5,6%

Fuente: Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2017 y CNMC

Por último, se estima para el cierre del ejercicio 2017 que la capacidad facturada de las exportaciones será un 30% inferior a la inicialmente prevista, mientras que la contratada en los AA.SS será un 15% inferior.

### 3.2. Previsión de demanda para 2018

En el Cuadro 6 se muestra el consumo, número de clientes y capacidad contratada prevista por la CNMC para 2018. Se estima que la demanda del ejercicio 2018 alcanzará los 338,4 TWh, un 0,4% inferior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2017, justificado, fundamentalmente, por una reducción de la demanda del grupo 1, parcialmente compensado por el aumento de la demanda de los grupos 2 y 3. Asimismo, se estima una reducción de la capacidad contratada en 2018 del 1,5% sobre la prevista para el cierre de 2017, consecuencia de la contracción del 2,9% de la capacidad contratada del grupo 1 y el mantenimiento de la capacidad contratada del grupo 2 y 3.

**Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para 2018**

Grupo tarifario	Previsión de cierre 2017 (A)			Previsión 2018 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen	Nº clientes	Capacidad
<b>Grupo 1</b>	<b>130.110</b>	<b>122</b>	<b>555.100</b>	<b>127.117</b>	<b>124</b>	<b>539.252</b>	<b>-2,3%</b>	<b>1,9%</b>	<b>-2,9%</b>
<b>Grupo 2</b>	<b>126.116</b>	<b>3.729</b>	<b>482.918</b>	<b>126.352</b>	<b>3.737</b>	<b>482.783</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,0%</b>
16 bar < P ≤ 60 bar	36.732	150	132.962	36.573	153	132.962	-0,4%	2,1%	0,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	89.384	3.579	349.956	89.779	3.584	349.821	0,4%	0,1%	0,0%
<b>Grupo 3</b>	<b>65.992</b>	<b>7.752.090</b>	<b>23.635</b>	<b>67.350</b>	<b>7.826.193</b>	<b>23.669</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,1%</b>
3.1	11.323	4.658.471	-	10.797	4.681.210	-	-4,7%	0,5%	
3.2	26.093	3.019.500	-	26.422	3.067.380	-	1,3%	1,6%	
3.3	1.612	25.082	-	1.681	26.121	-	4,3%	4,1%	
3.4	22.144	48.750	-	23.633	51.185	-	6,7%	5,0%	
3.5	4.820	287	23.635	4.817	297	23.669	-0,1%	3,5%	0,1%
<b>Grupo interrumpible</b>	<b>106</b>	<b>1</b>	<b>538</b>	<b>150</b>	<b>1</b>	<b>650</b>	<b>40,7%</b>	<b>0,0%</b>	<b>20,9%</b>
<b>Materia prima</b>	<b>5.435</b>	<b>2</b>	<b>20.100</b>	<b>5.435</b>	<b>2</b>	<b>20.100</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>GNL cliente final</b>	<b>11.959</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.008</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,4%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>339.718</b>	<b>7.755.942</b>	<b>1.082.291</b>	<b>338.412</b>	<b>7.830.056</b>	<b>1.066.453</b>	<b>-0,4%</b>	<b>1,0%</b>	<b>-1,5%</b>

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

Respecto del escenario de previsión, cabe señalar que está muy condicionado por la evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica. Al respecto se señala que, se estima que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá en 2018 un 5,1% sobre la prevista para el cierre de 2017, mientras que la capacidad contratada de dichos consumidores se reducirá un 4,4%. Por el contrario, se prevé un incremento de la demanda convencional del grupo 1 y grupo 2 sobre la demanda prevista para el cierre de 2017 (de un 0,5% y de un 0,3% respectivamente) y un mantenimiento de la capacidad contratada asociada.

**Cuadro 7. Demanda destinada a la generación eléctrica y demanda convencional previstas para 2018**

Volumen (GWh)	Previsión de cierre 2017 (A)			Previsión 2018 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total	Generación eléctrica	Convencional	Total
P > 60 bar (1)	65.748	69.796	135.544	62.425	70.127	132.552	-5,1%	0,5%	-2,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	2.805	33.927	36.732	2.645	33.927	36.573	-5,7%	0,0%	-0,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	140	89.351	89.491	132	89.797	89.929	-5,7%	0,5%	0,5%
P ≤ 4 bar	-	65.992	65.992	-	67.350	67.350	-	2,1%	2,1%
<b>Total</b>	<b>68.692</b>	<b>259.067</b>	<b>327.760</b>	<b>65.202</b>	<b>261.202</b>	<b>326.404</b>	<b>-5,1%</b>	<b>0,8%</b>	<b>-0,4%</b>

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

En el Cuadro 8 se presenta el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para 2018.

**Cuadro 8. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo asociado a la demanda prevista para 2018**

	Previsión de cierre 2017		Año 2018		% variación previsión 2018 sobre previsión cierre 2017				
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados			
<b>Regasificación</b>	543.079	163.176	526.660	158.243	-3,0%	-3,0%			
Barcelona	176.239	54.191	170.911	52.553	-3,0%	-3,0%			
Huelva	133.618	40.692	129.578	39.462	-3,0%	-3,0%			
Cartagena	22.658	6.667	21.973	6.466	-3,0%	-3,0%			
Sagunto	83.374	23.936	80.853	23.212	-3,0%	-3,0%			
Mugardos	31.165	9.290	30.223	9.009	-3,0%	-3,0%			
Bilbao	96.025	28.400	93.122	27.541	-3,0%	-3,0%			
<b>Descarga de buques</b>	<b>202</b>	<b>176.130</b>	<b>197</b>	<b>171.339</b>	<b>-2,7%</b>	<b>-2,7%</b>			
Barcelona	65	57.308	64	55.937	-2,4%	-2,4%			
Huelva	49	43.661	48	42.606	-2,4%	-2,4%			
Cartagena	12	9.272	11	8.942	-3,6%	-3,6%			
Sagunto	32	26.065	31	25.118	-3,6%	-3,6%			
Mugardos	11	10.729	11	10.450	-2,6%	-2,6%			
Bilbao	32	29.095	31	28.286	-2,8%	-2,8%			
<b>Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 9.000 m3 de GNL)</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-100,0%</b>			
<b>Puesta en frío</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>					
<b>Carga en cisternas</b>	<b>41.761</b>	<b>12.942</b>	<b>42.298</b>	<b>13.087</b>	<b>1,29%</b>	<b>1,1%</b>			
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>12,98</b>	<b>7.049,978</b>	<b>12,98</b>	<b>6.836,839</b>	<b>0,0%</b>	<b>-3,0%</b>			
<b>Almacenamiento de GN</b>	<b>Capacidad contratada GWh</b>	<b>GWh Inyectados</b>	<b>GWh Extraídos</b>	<b>Capacidad contratada GWh</b>	<b>GWh Inyectados</b>	<b>GWh Extraídos</b>	<b>Capacidad contratada GWh</b>	<b>GWh Inyectados</b>	<b>GWh Extraídos</b>
	23.018	8.218	4.473	24.631	8.455	7.962	7,01%	2,9%	78,0%

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

Finalmente, en el Cuadro 9 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema previstos para 2018.

**Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para 2018**

Punto de Entrada	Previsión de cierre 2017			Año 2018			% variación 2018 sobre cierre 2017		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
<b>TOTAL</b>	<b>339.722</b>	<b>1.136.363</b>	<b>81,9%</b>	<b>334.194</b>	<b>1.117.751</b>	<b>81,9%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Conexión Internacional</b>	<b>176.452</b>	<b>593.235</b>	<b>81,5%</b>	<b>175.879</b>	<b>590.896</b>	<b>81,5%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>0,1%</b>
Tarifa GME	58.622	197.943	81,1%	61.177	206.569	81,1%	4,4%	4,4%	0,0%
MEDGAZ	75.067	237.485	86,6%	72.665	229.886	86,6%	-3,2%	-3,2%	0,0%
VIP Pirineos	42.748	157.762	74,2%	42.037	154.441	74,6%	-1,7%	-2,1%	0,5%
VIP Ibérico	15	44		0	0		-100,0%	-100,0%	
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>163.176</b>	<b>542.876</b>	<b>82,3%</b>	<b>158.243</b>	<b>526.660</b>	<b>82,3%</b>	<b>-3,0%</b>	<b>-3,0%</b>	<b>0,0%</b>
Barcelona	54.191	176.239	84,2%	52.553	170.911	84,2%	-3,0%	-3,0%	0,0%
Cartagena	6.667	22.658	80,6%	6.466	21.973	80,6%	-3,0%	-3,0%	0,0%
Huelva	40.692	133.618	83,4%	39.462	129.578	83,4%	-3,0%	-3,0%	0,0%
Bilbao	28.400	95.823	81,2%	27.541	93.122	81,0%	-3,0%	-2,8%	-0,2%
Sagunto	23.936	83.374	78,7%	23.212	80.853	78,7%	-3,0%	-3,0%	0,0%
Mugardos	9.290	31.165	81,7%	9.009	30.223	81,7%	-3,0%	-3,0%	0,0%
<b>Otros</b>	<b>93</b>	<b>252</b>	<b>101,2%</b>	<b>72</b>	<b>195</b>	<b>101,2%</b>	<b>-22,6%</b>	<b>-22,6%</b>	<b>0,0%</b>
Marismas	18	51	94,8%	12	35	94,8%	-31,9%	-31,9%	0,0%
Poseidon	60	289	56,8%	36	128	76,8%	-40,0%	-55,6%	35,2%
Viura	330	856	105,6%	1.197	3.105	105,6%	262,9%	262,9%	0,0%
Madrid	93	252	101,2%	72	195	101,2%	-22,6%	-22,6%	0,0%

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

#### 4. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2017 y 2018

En este epígrafe se recoge la previsión de ingresos regulados para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para sendos años los peajes y cánones establecidos en la Orden ETU/1977/2016<sup>12</sup> y aplicando el artículo 66.b de la Ley 18/2014<sup>13</sup> para 2018. Adicionalmente, se han considerado las siguientes hipótesis:

- **Plantas Satélite:** se han aplicado las condiciones de facturación establecidas en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/2445/2014.
- **Capacidad de regasificación:** se ha aplicado a la previsión de capacidad contratada en cada una de las plantas el factor de utilización de la capacidad contratada de cada planta registrado entre enero y junio de 2017, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y que se detallan en el Cuadro 10.

<sup>12</sup> Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017.

<sup>13</sup> El artículo 66.b de la Ley 18/2014 establece que la cantidad a recuperar por el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010, se repercutirá de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción.

**Cuadro 10. Utilización de la capacidad contratada de regasificación previstos para el cierre de 2017 y 2018**

	Cierre 2017	Año 2018
<b>Entrada desde planta de regasificación</b>	<b>94,0%</b>	<b>94,0%</b>
Barcelona	91,7%	91,7%
Huelva	96,5%	96,5%
Cartagena	95,5%	95,5%
Sagunto	93,9%	93,9%
Mugardos	89,8%	89,8%
Bilbao	96,1%	96,1%

Fuente: CNMC

- Reserva de capacidad: para el cierre de 2017 se han considerado los factores de utilización reales registrados entre enero y junio de 2017 y una evolución para el resto del periodo coherente con la registrada en los últimos meses.

Para el ejercicio 2018, se han considerado para las entradas por gasoducto los mismos factores de utilización que los previstos para el cierre de 2017, con la excepción de la entrada por Madrid para la que se ha considerado un factor de utilización del 100%, y para las entradas desde plantas de regasificación, para los que se han considerado la misma utilización de capacidad que la considerada para la actividad de regasificación.

**Cuadro 11. Utilización de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte considerada para el Cierre de 2017 y 2018.**

Punto de entrada	Cierre 2017	Año 2018
<b>Entrada por conexión internacional</b>	<b>93,1%</b>	<b>93,1%</b>
Tarifa GME	92,5%	92,5%
MEDGAZ	93,4%	93,4%
VIP Pirineos	93,4%	93,4%
VIP Ibérico	99,9%	
<b>Entrada por planta de regasificación</b>	<b>93,7%</b>	<b>94,0%</b>
Barcelona	91,4%	91,7%
Huelva	94,3%	96,5%
Cartagena	93,5%	95,5%
Sagunto	94,1%	93,9%
Mugardos	90,7%	89,8%
Bilbao	97,4%	96,1%
<b>Otros</b>	<b>97,5%</b>	<b>99,5%</b>
Marismas	100,0%	100,0%
Poseidon	91,9%	91,9%
Viura	100,0%	100,0%
Madrid	95,0%	95,0%
<b>Total</b>	<b>93,4%</b>	<b>93,5%</b>

Fuente: CNMC

- Capacidad facturada por grupo tarifario: se ha supuesto para la demanda destinada a la generación eléctrica el mismo factor de utilización que el registrado entre enero y junio de 2017 y para el resto de consumidores el registrado entre julio de 2016 y junio 2017, todo ello de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Adicionalmente, se indica que para los consumidores interrumpibles se han considerado los mismos factores de utilización que los aplicados a las tarifas firmes asociadas (véase Cuadro 12).

**Cuadro 12. Factor de utilización del caudal contratado considerado en el escenario de facturación**

Presión	Peaje	Volumen		Demanda destinada a generación eléctrica		Demanda convencional	
				Peninsular	Extrapeeninsular	Abastecida desde Plantas Satélite	Abastecida desde la red de Transporte & Distribución
<b>TOTAL GRUPO 1</b>				<b>91,5%</b>	<b>85,0%</b>		<b>96,5%</b>
<b>GRUPO 1</b>				<b>91,5%</b>	<b>85,0%</b>		<b>96,5%</b>
P>60 bares	1.1	<200.000	MWh	89,0%			88,7%
	1.2	<1.000.000		99,7%		85,0%	95,4%
	1.3	>1.000.000		91,1%	85,0%		97,3%
<b>TOTAL GRUPO 2</b>				<b>95,0%</b>			<b>98,6%</b>
<b>GRUPO 2</b>				<b>95,0%</b>			<b>97,3%</b>
16<P<60 bares	2.1	<500	MWh				97,4%
	2.2	<5.000					113,6%
	2.3	<30.000					117,5%
	2.4	<100.000					98,1%
	2.5	<500.000					96,7%
	2.6	>500.000		95,0%			96,6%
<b>GRUPO 2</b>				<b>283,9%</b>			<b>99,1%</b>
4<P<16 bares	2.1	<500	MWh	100,2%			115,6%
	2.2	<5.000		119,9%			127,2%
	2.3	<30.000		241,4%			102,3%
	2.4	<100.000		458,5%			97,8%
	2.5	<500.000		434,4%			96,1%
	2.6	>500.000		293,7%			99,8%
<b>TOTAL GRUPO 3</b>						<b>101,1%</b>	<b>98,2%</b>
<b>GRUPO 3</b>							
	3.5	>30.000.000	MWh			101,1%	98,2%
<b>PEAJE DE MATERIA PRIMA</b>							<b>88,0%</b>

Fuente: CNMC

- Demanda de corto plazo: teniendo en cuenta tanto la información aportada por las empresas distribuidoras y transportistas, como la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, se han estimado las variables de facturación y los ingresos asociados a los contratos de corto plazo para el cierre de 2017 y 2018<sup>14</sup>. Según dichas previsiones se estiman en +70 M€ el impacto de la facturación de los contratos de corto en la facturación del cierre de 2017 y 2018.

<sup>14</sup> Véase para mayor detalle el anexo I del presente informe.

En el Anexo II del presente informe se muestran con mayor grado de desagregación los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017 y 2018.

#### 4.1. Previsión ingresos para el cierre 2017

En el Cuadro 13 se muestran los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ETU/1977/2016. Los ingresos por suministro a tarifa (522 miles de €) se corresponden con la diferencia entre el coste de la energía implícito en la TUR (incluido el margen de comercialización) y el coste real por el suministro de energía a los consumidores acogidos en territorio no peninsular. Los ingresos netos por venta de condensados (587 miles de €), desbalances (1.346 miles €) y gas talón (6 miles de €) se corresponden con las previsiones remitidas por las empresas a efectos del cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/2692/2002.

Asimismo, se ha incluido el impacto de la ejecución de la Sentencia de la Audiencia Nacional de 23 de noviembre de 2016 por la que se devuelve a BBG el peaje de transporte y distribución facturado a BBE en el ejercicio 2012 más los intereses correspondientes (-25.742 M€)

**Cuadro 13. Ingresos previstos 2017 resultado de facturar las variables de facturación previstas para el cierre de 2017 a los precios de la Orden ETU/1977/2016.**

	Ingresos previstos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes al escenario de demanda previsto CNMC (miles €)
<b>Actividad de Regasificación (A)</b>	<b>271.463</b>
Peaje de descarga de buques	13.878
Peaje de carga en cisternas	16.433
Peaje de regasificación	157.689
Almacenamiento GNL	83.373
Trasvase de GNL a buque	89
Puesta en frío	-
<b>Almacenamiento Subterráneo (B)</b>	<b>117.592</b>
<b>Transporte y Distribución (C)</b>	<b>2.515.775</b>
Reserva de Capacidad	154.488
Término de conducción	2.326.570
Peajes de exportaciones	34.717
<b>Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)</b>	<b>2.904.829</b>
<b>Otros Ingresos regulados (E)</b>	<b>- 23.280,58</b>
Suministro a Tarifa	521,69
Venta de Condensados	587,25
Desbalances	1.346,27
Ingresos liquidables por Gas Talón	6,29
Ejecución de Sentencias	- 25.742,08
<b>Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)</b>	<b>2.881.549</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 14 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos según la Orden ETU/1977/2016<sup>15</sup> y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017. Se observa que los ingresos regulados previstos para el cierre del ejercicio 2017 resultan 65 M€ inferiores a los previstos en la Orden ETU/1977/2016, motivado, fundamentalmente, por una evolución de la capacidad facturada y demanda del Grupo 3 inferiores a los inicialmente previstos, y, en menor medida, por el menor número de operaciones de trasvase de GNL a buques y la menor capacidad contratada en los almacenamientos subterráneos respecto de los implícitos en la Orden ETU/1977/2016, parcialmente compensado por la ejecución de sentencias anteriormente mencionada.

---

<sup>15</sup> Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017 según la Orden ETU/1977/2016 son los considerados en la memoria que acompañó a la propuesta de Orden, con la excepción del peaje temporal de materia prima, cuya facturación se ha calculado aplicando los precios establecidos en la citada Orden a las variables de facturación considerada en dicha memoria.

**Cuadro 14. Ingresos totales previstos en la Orden ETU/1977/2016 y por la CNMC para 2017**

Ingresos regulados	Previsión 2017 Orden ETU/1977/2016 (miles €) [ 1 ]	Previsión CNMC cierre 2017 (miles €) [ 2 ]	Diferencia (miles €) [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>I. Regasificación</b>				
<b>Contratos de Largo Plazo (A)</b>	<b>230.162</b>	<b>252.694</b>	<b>22.532</b>	<b>9,8%</b>
Peaje de descarga de buques	11.489	13.878	2.389	20,8%
Peaje de carga en sistemas	15.013	16.245	1.232	8,2%
Peaje de regasificación	122.452	139.109	16.657	13,6%
Almacenamiento GNL	78.218	83.373	5.155	6,6%
Puesta en frío	-	-	-	
Trasvase de GNL a buques	2.990	89	-2.901	-97,0%
<b>Impacto de Corto Plazo (B)</b>	<b>17.143</b>	<b>18.768</b>	<b>1.625</b>	<b>9,5%</b>
<b>Total Regasificación (C) = (A) + (B)</b>	<b>247.306</b>	<b>271.463</b>	<b>24.157</b>	<b>9,8%</b>
<b>II. AA.SS</b>				
<b>Contratos de Largo Plazo (D)</b>	<b>130.584</b>	<b>111.435</b>	<b>- 19.149</b>	<b>-14,7%</b>
<b>Contratos de Corto Plazo (E)</b>		<b>6.156</b>	<b>6.156</b>	
<b>Almacenamiento Subterráneo (F) = (D) + (E)</b>	<b>130.584</b>	<b>117.592</b>	<b>- 12.992</b>	<b>-9,9%</b>
<b>III. Transporte y Distribución</b>				
<b>Contratos de Largo Plazo (G)</b>	<b>2.521.685</b>	<b>2.464.321</b>	<b>- 57.364</b>	<b>-2,3%</b>
<b>Reserva de Capacidad</b>	<b>135.374</b>	<b>138.262</b>	<b>2.888</b>	<b>2,1%</b>
<b>Término de conducción</b>	<b>2.386.311</b>	<b>2.326.059</b>	<b>- 60.252</b>	<b>-2,5%</b>
Consumidores nacionales	2.359.567	2.292.958	- 66.609	-2,8%
Grupo 1	263.453	262.133	- 1.320	-0,5%
Grupo 2	385.819	357.339	- 28.480	-7,4%
Grupo 3	1.696.043	1.660.542	- 35.502	-2,1%
Grupo 4 (interrumpible)	-	238	238	
Materia Prima	14.251	12.707	- 1.544	-10,8%
Consumidores no nacionales	26.744	33.101	6.357	23,8%
<b>Impacto de Corto Plazo (H)</b>	<b>42.309</b>	<b>51.454</b>	<b>9.145</b>	<b>21,6%</b>
Reserva de Capacidad	16.245	16.226	- 19	-0,1%
Término de conducción	26.065	35.228	9.164	35,2%
<b>Total Transporte y Distribución (I) = (G) + (H)</b>	<b>2.563.995</b>	<b>2.515.775</b>	<b>- 48.219</b>	<b>-1,9%</b>
<b>Otros Ingresos regulados (J)</b>	<b>4.975</b>	<b>- 23.281</b>	<b>- 28.256</b>	<b>-568,0%</b>
Suministro a Tarifa		522		
Venta de Condesados	975	587	- 388	-39,8%
Desbalances	4.000	1.346	- 2.654	-66,3%
Ingresos liquidables por Gas Talón		6	6	
Ejecución de Sentencias		- 25.742	- 25.742	
<b>Ingresos de actividades reguladas (C)+ (F) + (I) + (J)</b>	<b>2.946.859</b>	<b>2.881.549</b>	<b>- 65.310</b>	<b>-2,2%</b>

Fuente: CNMC, Orden ETU/1977/2016 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden

## 4.2. Previsión de ingresos para 2018

En el Cuadro 15 se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2018 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden ETU/1977/2016 y considerando el artículo 66.b de la Ley 18/2014.

Se indica que como mejor previsión de los ingresos por venta de condensados se ha considerado el importe previsto por las empresas para el cierre del ejercicio 2017. 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 regulados previstos para 2018 se estiman en 2.920 M€, cifra superior en 38 M€ (+1,4%) a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017. Este incremento de los ingresos está motivado, fundamentalmente, por el aumento de la demanda del grupo 3 para 2018 (un 2,1% superior a la prevista para el cierre de 2017) y de almacenamiento subterráneo, parcialmente compensado con una reducción de ingresos de los peajes de los consumidores acogidos al Grupo 1, de los peajes de regasificación y reserva de capacidad, consecuencia de la menor demanda global esperada para dicho ejercicio por el menor funcionamiento de las instalaciones de generación eléctricas previsto para 2018.

**Cuadro 15. Ingresos previstos para 2018 resultado de facturar las variables de facturación previstas a los precios de la Orden ETU/1977/2016, considerando el artículo 66.b de la Ley 18/2014.**

Ingresos regulados	Previsión de cierre 2017 (miles €) [ 1 ]	Previsión 2018 (miles €) [ 2 ]	Diferencia (miles €) [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>I. Regasificación</b>				
<b>Contratos de Largo Plazo (A)</b>	<b>252.694</b>	<b>245.677</b>	<b>- 7.018</b>	<b>-2,8%</b>
Peaje de descarga de buques	13.878	13.490	- 389	-2,8%
Peaje de carga en sistemas	16.245	16.431	186	1,1%
Peaje de regasificación	139.109	134.904	- 4.206	-3,0%
Almacenamiento GNL	83.373	80.852	- 2.521	-3,0%
Puesta en frío	-	-	-	-
Trasvase de GNL a buques	89	-	- 89	-100,0%
<b>Contratos de Corto Plazo (B)</b>	<b>18.768</b>	<b>18.208</b>	<b>- 560</b>	<b>-3,0%</b>
Peaje de carga en sistemas	18.580	18.018	- 562	-3,0%
Peaje de regasificación	188	190	2	0,9%
<b>Total Regasificación (C) = (A) + (B)</b>	<b>271.463</b>	<b>263.885</b>	<b>- 7.578</b>	<b>-2,8%</b>
<b>II. AA.SS</b>				
<b>Contratos de Largo Plazo (D)</b>	<b>111.435</b>	<b>113.327</b>	<b>1.892</b>	<b>1,7%</b>
<b>Contratos de Corto Plazo (E)</b>	<b>6.156</b>	<b>13.725</b>	<b>7.569</b>	<b>122,9%</b>
<b>Almacenamiento Subterráneo (F) = (D) + (E)</b>	<b>117.592</b>	<b>127.052</b>	<b>9.460</b>	<b>8,0%</b>
<b>II. Transporte y Distribución</b>				
<b>Contratos de Largo Plazo (G)</b>	<b>2.464.321</b>	<b>2.477.399</b>	<b>13.078</b>	<b>0,5%</b>
<b>Reserva de Capacidad</b>	<b>138.262</b>	<b>136.501</b>	<b>- 1.761</b>	<b>-1,3%</b>
<b>Término de conducción</b>	<b>2.326.059</b>	<b>2.340.898</b>	<b>14.839</b>	<b>0,6%</b>
Consumidores nacionales	2.292.958	2.307.466	14.508	0,6%
Grupo 1	262.133	255.332	- 6.801	-2,6%
Grupo 2	357.339	357.190	- 149	0,0%
Grupo 3	1.660.542	1.681.270	20.729	1,2%
Grupo 4 (interrumpible)	238	302	64	27,0%
Materia Prima	12.707	13.372	665	5,2%
Consumidores no nacionales	33.101	33.432	331	1,0%
<b>Impacto de Corto Plazo (H)</b>	<b>51.454</b>	<b>51.555</b>	<b>101</b>	<b>0,2%</b>
<b>Reserva de Capacidad</b>	<b>16.226</b>	<b>15.965</b>	<b>- 261</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Término de conducción</b>	<b>35.228</b>	<b>35.590</b>	<b>362</b>	<b>1,0%</b>
Consumidores Nacionales	33.612	33.957	346	1,0%
Consumidores No Nacionales	1.617	1.633	16	1,0%
<b>Total Transporte y Distribución (I) = (G) + (H)</b>	<b>2.515.775</b>	<b>2.528.954</b>	<b>13.179</b>	<b>0,5%</b>
<b>Otros Ingresos regulados (J)</b>	<b>- 23.281</b>	<b>587</b>	<b>23.868</b>	<b>-102,5%</b>
Suministro a Tarifa	522			
Venta de Condesados	587	587	-	0,0%
Desbalances	1.346		- 1.346	-100,0%
Ingresos liquidables por Gas Talón	6		- 6	-100,0%
Ejecución de Sentencias	- 25.742		25.742	-100,0%
<b>Ingresos de actividades reguladas (C)+ (F) + (I) + (J)</b>	<b>2.881.549</b>	<b>2.920.478</b>	<b>38.929</b>	<b>1,4%</b>

Fuente: CNMC

## 5. Previsión de costes para el cierre del ejercicio 2017 y 2018

### 5.1. Previsión de costes para el cierre 2017

En el Cuadro 16 se comparan los costes regulados previstos para 2017 según la Orden ETU/1977/2016 y la Memoria 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 ETU/1977/2016 que se deben recuperar con cargo a los peajes y cánones del ejercicio 2017.

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

- Las retribuciones variables resultan de aplicar, respectivamente, los costes unitarios establecidos en la Orden IET/2736/2015 a los volúmenes de regasificación, carga en cisternas, trasvase de GNL a buques y de puesta en frío de buques previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio (véase epígrafe 3.1).
- La retribución por continuidad de suministro de las actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo y transporte se han calculado en coherencia con el escenario de previsión de la CNMC para el cierre del ejercicio 2017.
- La retribución de la distribución incluye los desvíos en el número de clientes y volumen asociados a la retribución implícita en la Orden ETU/1977/2016 y los registrados en 2016 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017, por coherencia con la imputación de los desvíos del resto de actividades.

Según dichas hipótesis, los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2017 (2.965 M€) son 15 M€ superiores (0,5%) a los previstos en la Orden ETU/1977/2016 (2.950 M€), consecuencia de la actualización de la retribución por continuidad de suministro, parcialmente compensado por una menor retribución a la actividad de distribución (motivado por la actualización del nº de clientes y el volumen) y de la actividad de transporte, (motivado por la publicación de diversas resoluciones por la que se establece la inclusión de instalaciones de transporte con carácter definitivo) y del gas de operación.

**Cuadro 16. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2017 y los costes previstos en la Orden ETU/1977/2016**

Costes regulados	Previsión 2017 Orden ETU/1977/2016 (miles €) [ 1 ]	Previsión CNMC cierre 2017 (miles €) [ 2 ]	Diferencia (miles €) [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Retribución de regasificación</b>	<b>400.669</b>	<b>423.984</b>	<b>23.314</b>	<b>5,8%</b>
Retribución disponibilidad	314.861	314.861	-	0,0%
Retribución por continuidad de suministro	60.750	79.122	18.371	30,2%
Retribución variable	25.059	30.002	4.943	19,7%
<b>Retribución de AA.SS</b>	<b>94.068</b>	<b>94.684</b>	<b>616</b>	<b>0,7%</b>
Retribución disponibilidad	89.579	89.579	-	0,0%
Retribución por continuidad de suministro	4.490	5.105	616	13,7%
<b>Retribución de transporte</b>	<b>820.421</b>	<b>826.762</b>	<b>6.341</b>	<b>0,8%</b>
Retribución disponibilidad	590.485	590.485	-	0,0%
Retribución por continuidad de suministro	229.936	239.701	9.764	4,2%
Resoluciones emitidas por DGPEM	-	- 3.423	- 3.423	-
<b>Retribución de distribución</b>	<b>1.340.990</b>	<b>1.325.253</b>	<b>- 15.737</b>	<b>-1,2%</b>
Retribución Distribución	1.340.990	1.325.253	- 15.737	-1,2%
Retribución Específica Distribución	-	-	-	-
<b>Costes de gas de operación</b>	<b>22.340</b>	<b>20.383</b>	<b>- 1.957</b>	<b>-8,8%</b>
Regasificación	1.148	186	- 962	-83,8%
AA.SS	4.389	3.382	- 1.007	-22,9%
Transporte	16.803	16.815	12	0,1%
<b>GTS</b>	<b>23.966</b>	<b>23.966</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Tasa CNMC y MINETUR</b>	<b>4.135</b>	<b>4.035</b>	<b>- 100</b>	<b>-2,4%</b>
<b>Hibernación Musel</b>	<b>23.606</b>	<b>23.606</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Hibernación Castor</b>	<b>96.383</b>	<b>96.383</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
A anualidad	80.665	80.665	-	0,0%
Costes O&M	15.718	15.718	-	0,0%
<b>Suministro a Tarifas (1)</b>	<b>-</b>	<b>109</b>	<b>109</b>	<b>0,0%</b>
<b>Anualidades déficit</b>	<b>85.246</b>	<b>87.189</b>	<b>1.943</b>	<b>2,3%</b>
Acumulado a 31-dic-2014	79.577	79.577	- 0	0,0%
Desajustes Temporales 2015	5.669	5.669	-	0,0%
Desajustes Temporales 2016	-	1.943	1.943	-
<b>Laudo París</b>	<b>33.938</b>	<b>33.938</b>	<b>- 0</b>	<b>0,0%</b>
<b>Operador del Mercado</b>	<b>3.920</b>	<b>3.920</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total costes acceso (A)</b>	<b>2.949.683</b>	<b>2.964.212</b>	<b>14.529</b>	<b>0,5%</b>
<b>Otros ingresos (-) o costes regulados (+) (B)</b>	<b>-</b>	<b>478</b>	<b>478</b>	<b>-</b>
<b>Coste liquidable por condensados</b>	<b>-</b>	<b>59</b>	<b>59</b>	<b>-</b>
<b>Tasas e impuestos no deducibles</b>	<b>-</b>	<b>419</b>	<b>419</b>	<b>-</b>
<b>Total costes regulados (C) = (A) + (B)</b>	<b>2.949.683</b>	<b>2.964.689</b>	<b>15.006</b>	<b>0,5%</b>

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1977/2016 y memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso para 2017.

## 5.2. Previsión de desvío para el cierre 2017 (mandato Orden ECO/2692/2002)

En el Cuadro 17 se comparan los ingresos y costes de acceso de la Orden ETU/1977/2016 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017. Según el escenario de previsión de la CNMC se produciría un desajuste negativo de 80,3 M€, motivado, por una parte, porque los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017 se estiman 65 M€ inferiores a los implícitos en la Orden ETU/1977/2016 y, por otra parte, porque los costes se estiman 15 M€ superiores a los previstos en la citada Orden.

**Cuadro 17. Previsión del desvío de ingresos y costes para el cierre de 2017 de la Orden ETU/1977/2016 y de la CNMC**

Costes e ingresos del sistema	Previsión 2017 Orden ETU/1977/2016 (miles €) [ 1 ]	Previsión CNMC cierre 2017 (miles €) [ 2 ]	Diferencia (miles €) [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Ingresos regulados (A)</b>	<b>2.946.859</b>	<b>2.881.549</b>	<b>- 65.310</b>	<b>-2,2%</b>
<i>Ingresos por peajes y cánones</i>	<i>2.941.884</i>	<i>2.904.829</i>	<i>- 37.055</i>	<i>-1,3%</i>
<i>Otros ingresos regulados</i>	<i>4.975</i>	<i>- 23.281</i>	<i>- 28.256</i>	<i>-568,0%</i>
<b>Costes regulados (B)</b>	<b>2.949.683</b>	<b>2.964.689</b>	<b>15.006</b>	<b>0,5%</b>
<i>Costes de acceso</i>	<i>2.949.683</i>	<i>2.964.212</i>	<i>14.529</i>	<i>0,5%</i>
<i>Otros costes regulados</i>	<i>-</i>	<i>478</i>	<i>478</i>	
<b>Desajuste de actividades reguladas (A) - (B)</b>	<b>- 2.824</b>	<b>- 83.141</b>	<b>- 80.317</b>	<b>2844,2%</b>

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1977/2016 y memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso para 2017.

### 5.3. Costes previstos para 2018 y propuesta de retribución para las actividades reguladas (Mandato Art. 63 y 64 Ley 18/2014 y D.A. 2ª Real Decreto 326/2008)

En el Cuadro 18 se comparan los costes de acceso previstos para 2018 con los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio por la CNMC. En los Anexos IV, V, VI y VII del informe se detallan las hipótesis de cálculo y en los Anexos XV, XVI, XVII y XVIII se recoge el detalle individualizado de la retribución de cada una de las instalaciones consideradas para las actividades de Regasificación, Almacenamiento Subterráneo y Transporte.

Asimismo, en el ANEXO XV se recoge la información sobre las cantidades asignadas, pagadas y pendientes de pago de los proyectos con retribución específica de distribución.

Los costes regulados previstos para 2018 ascienden a 3.067 M€, un 3,5% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2017, debido, fundamentalmente, al aumento de la retribución de la distribución, de los almacenamientos subterráneos y de las anualidades para la recuperación de los desajustes correspondientes a ejercicios anteriores, parcialmente compensado por la disminución de la retribución de las actividades de regasificación y transporte.

**Cuadro 18. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2017 y 2018**

Costes regulados	Previsión CNMC cierre 2017 (miles €) [ 1 ]	Previsión CNMC 2018 [ 2 ]	Diferencia (miles €) [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Retribución de regasificación</b>	<b>423.984</b>	<b>403.529</b>	<b>- 20.455</b>	<b>-4,8%</b>
Retribución disponibilidad	314.861	303.059	- 11.801	-3,7%
Retribución por continuidad de suministro	79.122	70.368	- 8.754	-11,1%
Retribución variable	30.002	30.102	100	0,3%
<b>Retribución de AA.SS</b>	<b>94.684</b>	<b>127.335</b>	<b>32.651</b>	<b>34,5%</b>
Retribución disponibilidad	89.579	121.887	32.308	36,1%
Retribución por continuidad de suministro	5.105	5.448	343	6,7%
<b>Retribución de transporte</b>	<b>826.762</b>	<b>815.267</b>	<b>- 11.495</b>	<b>-1,4%</b>
Retribución disponibilidad	590.485	584.217	- 6.267	-1,1%
Retribución por continuidad de suministro	239.701	231.050	- 8.651	-3,6%
Resoluciones emitidas por DGPEM	- 3.423	-	3.423	-100,0%
<b>Retribución de distribución</b>	<b>1.325.253</b>	<b>1.409.644</b>	<b>84.391</b>	<b>6,4%</b>
Retribución Distribución	1.325.253	1.404.044	78.791	5,9%
Retribución Específica Distribución	-	5.600	5.600	
<b>Costes de gas de operación</b>	<b>20.383</b>	<b>21.285</b>	<b>902</b>	<b>4,4%</b>
Regasificación	186	-	- 186	-100,0%
AA.SS	3.382	3.092	- 290	-8,6%
Transporte	16.815	18.193	1.378	8,2%
<b>Retribución GTS</b>	<b>23.966</b>	<b>24.159</b>	<b>193</b>	<b>0,8%</b>
<b>Tasa CNMC y MINETUR</b>	<b>4.035</b>	<b>4.089</b>	<b>54</b>	<b>1,3%</b>
<b>Anualidad Hibernación Musel</b>	<b>23.606</b>	<b>24.543</b>	<b>938</b>	<b>4,0%</b>
<b>Hibernación Castor</b>	<b>96.383</b>	<b>96.556</b>	<b>173</b>	<b>0,2%</b>
Anualidad	80.665	80.665	- 0	0,0%
Costes O&M	15.718	15.892	174	1,1%
<b>Suministro a Tarifas</b>	<b>109</b>	<b>100</b>	<b>- 9</b>	<b>-8,4%</b>
<b>Anualidades déficit</b>	<b>87.189</b>	<b>104.602</b>	<b>17.413</b>	<b>20,0%</b>
Acumulado a 31-dic-2014	79.577	78.823	- 754	-0,9%
Desajustes Temporales 2015	5.669	5.624	- 46	-0,8%
Desajustes Temporales 2016	1.943	18.646	16.703	859,8%
Desajustes Temporales 2017	-	1.510	1.510	
<b>Laudo París</b>	<b>33.938</b>	<b>33.545</b>	<b>- 393</b>	<b>-1,2%</b>
<b>Operador del Mercado</b>	<b>3.920</b>	<b>2.432</b>	<b>- 1.488</b>	<b>-38,0%</b>
<b>Total costes acceso (A)</b>	<b>2.964.212</b>	<b>3.067.087</b>	<b>102.876</b>	<b>3,5%</b>
<b>Otros ingresos (-) o costes regulados (+) (B)</b>	<b>478</b>	<b>59</b>	<b>- 419</b>	<b>-87,7%</b>
<b>Coste liquidable por condensados</b>	<b>59</b>	<b>59</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Tasas e impuestos no deducibles</b>	<b>419</b>	<b>-</b>	<b>- 419</b>	<b>-100,0%</b>
<b>Total costes regulados (C) = (A) + (B)</b>	<b>2.964.689</b>	<b>3.067.146</b>	<b>102.457</b>	<b>3,5%</b>

Fuentes: CNMC, Orden IET/1977/2016 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

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

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

Además, en la Propuesta se han tenido en cuenta tanto las operaciones societarias de compra venta de activos materializadas hasta la fecha del

presente informe, como la información técnica y económica asociada a aquellas instalaciones que han sido incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo, o cuya solicitud de inclusión haya sido informada por esta Comisión.

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

Los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento utilizados para 2018 han sido, en aplicación del último párrafo del Artículo 60.2 de la Ley 18/2014<sup>16</sup>, 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).

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

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

En los anexos IV y anexo V se desarrolla con mayor detalle lo recogido en los presentes apartados relativos a la retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte, distribución y demás costes considerados en el Presupuesto 2018.

Por su parte en el Anexo VI, se describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos que se indican en el apartado relativo a la retribución del Gestor Técnico del Sistema.

Asimismo, en los anexos VII, VIII, IX y X se desarrollan con mayor detalle lo recogido en los presentes apartados relativos a las anualidades de 2018 para satisfacer el Laudo del Arbitraje de París, el déficit acumulado a 31 de diciembre 2014, el desajuste del ejercicio 2015 y el desajuste del ejercicio 2016<sup>17</sup>. Además, en el Anexo XI se recoge el cálculo que determina el tipo de interés a aplicar a un potencial desajuste del ejercicio 2017 y la anualidad correspondiente a 2018.

---

<sup>16</sup> *“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”*

<sup>17</sup> También incluye el cálculo de la anualidad de 2017 correspondiente al desajuste de 2016.

Por su parte, en los anexos XII, XIII y XIV se recoge, para las actividades de Regasificación, Almacenamiento Subterráneo y Transporte, el detalle individualizado de la retribución de cada una de las instalaciones consideradas; y en el anexo XV, la información sobre las cantidades asignadas, pagadas y pendientes de pago de los proyectos con retribución específica de distribución.

Los costes de actividades reguladas objeto del presente apartado se formulan sin perjuicio de la posibilidad de revisión de parámetros retributivos prevista en el párrafo segundo del artículo 60.2 de la Ley 18/2014.

Finalmente, en el epígrafe 5.4 se presenta una propuesta de medidas relativas a la retribución a implementar en la futura Orden Ministerial.

### **5.3.1. Retribución de la actividad de regasificación**

En el Cuadro 19 se recogen los cálculos a publicar en el BOE de la actualización de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2016 y 2017 por tener una mejor información sobre el volumen de gas regasificado en 2016 (dato reales) y 2017 (previsión cierre), así como el cálculo del nuevo valor de la RCS correspondiente a 2018.

**Cuadro 19. Cálculo de la actualización de RCS de 2016 y 2017, y nuevo valor de RCS de 2018 a incluir en el BOE**

**Actualización del RCS<sub>2016</sub>**

En GWh

Gas Regasificado	1 <sup>er</sup> Calculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
2015	125.716,574	Previsión Cierre
2016	127.212,431	Estimación
ΔDT	0,011898643	

2 <sup>o</sup> Calculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
130.478,999	Real
132.425,166	Previsión Cierre
0,014915557	

3 <sup>o</sup> Calculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
130.478,999	Real
142.130,610	Real
0,089298745	

RCS <sub>2015</sub>	58.828.540,74 €
f <sup>A</sup>	0,97
1+ΔDT	1,011898643
RCS <sub>2016</sub>	57.742.664,94 €

61.057.097,46 €
0,97
1,014915557
60.108.764,13 €

61.057.097,46 €
0,97
1,089298745
64.514.137,07 €

RCS <sub>2016</sub> en O. IET/2736/2015	57.742.664,94 €
--	-----------------

Correc. RCS <sub>2016</sub> en O. IET/1977/2016	2.366.099,19 €
--	----------------

Correc. RCS <sub>2016</sub> en Nueva Orden	4.405.372,94 €
---	----------------

**Actualización del RCS<sub>2017</sub> a incluir en BOE**

En GWh

Gas Regasificado	1 <sup>er</sup> Calculo RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato
2016	132.425,166	Previsión Cierre
2017	137.977,739	Estimación
ΔDT	0,041929896	

2 <sup>o</sup> Calculo RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato
142.130,610	Real
169.697,544	Previsión Cierre
0,193954941	

RCS <sub>2016</sub>	60.108.764,13 €
f <sup>A</sup>	0,97
1+ΔDT	1,041929896
RCS <sub>2017</sub>	60.750.244,82 €

64.514.137,07 €
0,97
1,193954941
74.716.163,54 €

RCS <sub>2017</sub> en O. IET/1977/2016	60.750.244,82 €
--	-----------------

Correc. RCS <sub>2017</sub> en Nueva Orden	13.965.918,72 €
---	-----------------

**Calculo RCS<sub>2018</sub> a incluir en BOE**

En GWh

Gas Regasificado	1 <sup>er</sup> Calculo RCS <sub>2018</sub>	Tipo Dato
2017	169.697,544	Previsión Cierre
2018	164.764,307	Estimación
ΔDT	-0,029070766	

RCS <sub>2016</sub>	74.716.163,54 €
f <sup>A</sup>	0,97
1+ΔDT	0,970929234
RCS <sub>2017</sub>	70.367.784,24 €

RCS <sub>2018</sub> en Nueva Orden	70.367.784,24 €
---------------------------------------	-----------------

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, en el Cuadro 20 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas titulares de activos de regasificación, en concreto se recoge: (1) el reparto entre empresas de la RCS de 2018; (2) las correcciones del reparto de la RCS de 2016 y 2017; y (3) el valor de la Retribución de 2018 por Disponibilidad (RD) -excluidos los costes O&M Variables-, la Retribución Financiera por el gas de Nivel Mínimo de Llenado o gas talón de los tanques (RF<sub>NMLL</sub>), y la cantidad total a reconocer tras adicionar la RCS 2018 y los pagos asociados a las correcciones descritas.

**Cuadro 20. Detalle de la Retribución 2018 por empresa titular de activos de regasificación a publicar en BOE**

**Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2018**

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2018	RCS 2018
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.837.039.089,99	1.760.940.984,93	57,20%	40.249.744,39
BBG	458.620.651,91	439.430.858,45	14,27%	10.044.050,24
Reganosa	322.926.239,50	354.290.110,07	11,51%	8.097.992,21
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	628.810.603,48	523.954.250,60	17,02%	11.975.997,40
<b>Total General</b>	<b>3.247.396.584,88</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>70.367.784,24</b>

**Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2016**

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS <sub>2016</sub> [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	<b>34.381.676,47</b>	1.760.940.984,93	57,2%	<b>36.901.510,47</b>	<b>2.519.833,99</b>
BBG	439.430.858,45	14,3%	<b>8.579.713,76</b>	439.430.858,45	14,3%	<b>9.208.521,22</b>	<b>628.807,45</b>
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	<b>6.917.374,32</b>	354.290.110,07	11,5%	<b>7.424.348,87</b>	<b>506.974,55</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	523.954.250,60	17,0%	<b>10.229.999,58</b>	523.954.250,60	17,0%	<b>10.979.756,52</b>	<b>749.756,94</b>
<b>Total General</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>60.108.764,13</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>64.514.137,07</b>	<b>4.405.372,94</b>

**Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017**

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS <sub>2017</sub> [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	<b>34.748.597,70</b>	1.760.940.984,93	57,2%	<b>42.736.978,53</b>	<b>7.988.380,83</b>
BBG	439.430.858,45	14,3%	<b>8.671.276,46</b>	439.430.858,45	14,3%	<b>10.664.722,63</b>	<b>1.993.446,16</b>
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	<b>6.991.196,53</b>	354.290.110,07	11,5%	<b>8.598.407,87</b>	<b>1.607.211,34</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	523.954.250,60	17,0%	<b>10.339.174,13</b>	523.954.250,60	17,0%	<b>12.716.054,51</b>	<b>2.376.880,39</b>
<b>Total General</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>60.750.244,82</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>74.716.163,54</b>	<b>13.965.918,72</b>

**Retribución por Disponibilidad (RD) 2018 y Retribución Total a reconocer excluidos costes O&M Variables**

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2018	Retribución Financiera Gas Talón (RF <sub>NMLL</sub> )	RCS 2018	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	174.046.484,18	1.250.379,33	40.249.744,39	<b>215.546.607,90</b>	10.508.214,82	<b>226.054.822,73</b>
BBG	38.838.034,57	192.873,71	10.044.050,24	<b>49.074.958,53</b>	2.622.253,61	<b>51.697.212,14</b>
Reganosa	30.318.118,44	130.257,76	8.097.992,21	<b>38.546.368,40</b>	2.114.185,89	<b>40.660.554,29</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	57.521.875,69	193.693,97	11.975.997,40	<b>69.691.567,06</b>	3.126.637,33	<b>72.818.204,40</b>
<b>Total</b>	<b>300.724.512,89</b>	<b>1.767.204,76</b>	<b>70.367.784,24</b>	<b>372.859.501,89</b>	<b>18.371.291,66</b>	<b>391.230.793,56</b>

Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a las previsiones de retribución por costes variables de operación y mantenimiento y de coste de gas de operación para 2018, el Cuadro 22 recoge los valores a presupuestar de acuerdo con el escenario de gas procesado previsto por esta Comisión.

**Cuadro 21. Previsiones de retribución por costes variables de O&M y gas de operación para 2018 a presupuestar según Escenario CNMC**

Concepto Retributivo	MWh Previsto	V.Unitario €/MWh	Retribución O&M Variable Prevista €	Retribución COEV Variable Prevista €	Total O&M Variable
Por Regasificación	164.764,31	162	26.691.817,66	722.035,58	27.413.853,24
Por Carga en cisternas	13.087,42	194	2.538.959,14	149.085,03	2.688.044,17
Por Transvase a buques	0,00	194	0,00		0,00
Por Transvase entre buques	0,00	194	0,00		0,00
Por Puesta en Frío Buques	0,00	194	0,00		0,00
<b>Retrib. Variable O&amp;M</b>			<b>29.230.776,80</b>	<b>871.120,62</b>	<b>30.101.897,42</b>

	MWh Previsto		Precio incluido Impuesto Hidrocarburos €/MWh	Importe
	Adquirir	Reconocer		€
<b>Gas de Operación</b>	<b>179.856,79</b>	<b>0,00</b>	<b>18,54</b>	<b>0,00</b>

Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, en el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución recogidos en este epígrafe, 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 2018, y la previsión de coste de gas de operación para la actividad de regasificación.

Por último, en el Anexo IV se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada.

### 5.3.2. Retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo

En el Cuadro 22 se recogen los cálculos a publicar en el BOE de la actualización de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2016 y 2017 por tener una mejor información sobre el volumen de gas almacenado en 2016 (dato reales) y 2017 (previsión cierre), así como el cálculo del nuevo valor de la RCS correspondiente a 2018.

**Cuadro 22. Cálculo de la actualización de RCS de 2016 y 2017, y nuevo valor de RCS de 2018 a incluir en el BOE**

Actualización del RCS <sub>2016</sub>			2º Cálculo		3º Cálculo	
En GWh			RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato	RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato				
	RCS <sub>2016</sub>					
2015	25.711,83	Previsión Cierre	23.790,94	Real	23.790,94	Real
2016	28.706,94	Estimación	21.707,00	Previsión Cierre	21.678,87	Real
ΔDT	0,116487867		-0,087593959		-0,088776473	
RCS <sub>2015</sub>	5.596.081,25 €		5.178.007,93 €		5.178.007,93 €	
f <sup>A</sup>	0,97		0,97		0,97	
1+ΔDT	1,116487867		0,912406041		0,911223527	
RCS <sub>2016</sub>	6.060.518,12 €		4.582.712,35 €		4.576.772,97 €	
RCS <sub>2016</sub> en O. IET/2736/2015	6.060.518,12 €		Correc. RCS <sub>2016</sub> en O. IET/1977/2016	-1.477.805,77 €	Correc. RCS <sub>2016</sub> en Nueva Orden	-5.939,38 €

Actualización del RCS <sub>2017</sub>			2º Cálculo	
En GWh			RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato		
	RCS <sub>2017</sub>			
2016	21.707,000	Previsión Cierre	21.678,867	Real
2017	21.924,070	Estimación	24.958,95	Previsión
ΔDT	0,010000000		0,151303413	
RCS <sub>2016</sub>	4.582.712,35 €		4.576.772,97 €	
f <sup>A</sup>	0,97		0,97	
1+ΔDT	1,010000000		1,151303413	
RCS <sub>2017</sub>	4.489.683,29 €		5.111.176,71 €	
RCS <sub>2017</sub> en O. IET/1977/2016	4.489.683,29 €		Correc. RCS <sub>2017</sub> en Nueva Orden	621.493,43 €

Calculo RCS <sub>2018</sub>		
En GWh		
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato
	RCS <sub>2018</sub>	
2017	24.958,953	Previsión Cierre
2018	27.428,468	Estimación
ΔDT	0,098943031	
RCS <sub>2017</sub>	5.111.176,71 €	
f <sup>A</sup>	0,97	
1+ΔDT	1,098943031	
RCS <sub>2018</sub>	5.448.385,27 €	
		RCS <sub>2018</sub> en Nueva Orden
		5.448.385,27 €

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, en el Cuadro 23 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas titulares de activos de regasificación, en concreto se recoge:

- El reparto entre empresas de la RCS de 2018.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2016 y 2017.
- El valor de la Retribución por Disponibilidad (RD) de 2018 excluidos los costes de O&M provisionales, y la cantidad total a reconocer una vez adicionados la RCS 2018 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/3802/2008<sup>18</sup>

### Cuadro 23. Detalle de la Retribución 2018 por empresa titular de activos de AASS a publicar en BOE

#### Reperto de la Retribución por Continuidad de Suministro en 2018

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2018	RCS 2018
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	591.596.842,01	91,7%	<b>4.998.135,71</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía,	53.293.114,34	53.293.114,34	8,3%	<b>450.249,56</b>
<b>Total</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>5.448.385,27</b>

#### Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2016

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS <sub>2016</sub> [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	<b>4.204.001,20</b>	591.596.842,01	91,7%	<b>4.198.552,65</b>	<b>-5.448,55</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía,	53.293.114,34	8,3%	<b>378.711,14</b>	53.293.114,34	8,3%	<b>378.220,32</b>	<b>-490,82</b>
<b>Total</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>4.582.712,35</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>4.576.772,97</b>	<b>-5.939,38</b>

#### Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS <sub>2017</sub> [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	<b>4.118.659,98</b>	591.596.842,01	91,7%	<b>4.688.793,76</b>	<b>570.133,78</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía,	53.293.114,34	8,3%	<b>371.023,31</b>	53.293.114,34	8,3%	<b>422.382,95</b>	<b>51.359,65</b>
<b>Total</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>4.489.683,29</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>5.111.176,71</b>	<b>621.493,43</b>

#### Retribución por Disponibilidad (RD) 2018 y Retribución Total a reconocer excluidos costes O&M

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2018 sin Costes O&M	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	RCS 2018	Retribución Anual a Liquidar en 2018	Ajustes a liquidar en 2017 [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	52.018.011,10	-705.329,00	4.998.135,71	<b>56.310.817,80</b>	564.685,23	<b>56.875.503,03</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S	4.994.375,22		450.249,56	<b>5.444.624,78</b>	50.868,82	<b>5.495.493,60</b>
<b>Total</b>	<b>57.012.386,32</b>	<b>-705.329,00</b>	<b>5.448.385,27</b>	<b>61.755.442,58</b>	<b>615.554,05</b>	<b>62.370.996,64</b>

#### Retribución Provisional por costes de operación y mantenimiento año 2018

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

Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, en el Anexo IV se estiman, junto a los valores de retribución reconocida recogidas en el Cuadro 23, las previsiones, bajo el criterio de devengo, de las retribuciones por costes de inversión pendientes de reconocer

<sup>18</sup> 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.

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 último, en el Anexo IV se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada.

### 5.3.3. Retribución de la actividad de transporte

En el Cuadro 24 se recogen los cálculos a publicar en el BOE de la actualización de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2016 y 2017 por tener una mejor información sobre demanda de gas suministrada por la red de transporte en 2016 (dato reales) y 2017 (previsión cierre), así como el cálculo del nuevo valor de la RCS correspondiente a 2018.

**Cuadro 24. Cálculo de la actualización de RCS de 2016 y 2017, y nuevo valor de RCS de 2018 a incluir en el BOE**

#### Actualización del RCS<sub>2016</sub>

En GWh				2º Cálculo RCS <sub>2016</sub>		3º Cálculo RCS <sub>2016</sub>	
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato			Tipo Dato		Tipo Dato
2015	301.665,624	Previsión Cierre		302.515,930	Real	302.515,930	Real
2016	305.888,994	Estimación		308.513,620	Previsión Cierre	309.053,895	Real
ΔDT	0,014000168			0,019826030		0,021611970	
RCS <sub>2015</sub>	234.730.080,61 €			235.391.715,05 €		235.391.715,05 €	
f <sup>A</sup>	0,97			0,97		0,97	
1+ΔDT	1,014000168			1,019826030		1,021611970	
RCS <sub>2016</sub>	230.875.851,03 €			232.856.840,33 €		233.264.623,83 €	
RCS <sub>2016</sub> en O. IET/2736/2015	230.875.851,03 €			Correc. RCS <sub>2016</sub> en O. IET/1977/2016	1.980.989,31 €	Correc. RCS <sub>2016</sub> en Nueva Orden	407.783,50 €

#### Actualización del RCS<sub>2017</sub>

En GWh				2º Cálculo RCS <sub>2017</sub>	
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato			Tipo Dato
2016	308.513,620	Previsión Cierre		309.053,895	Real
2017	314.066,193	Estimación		326.797,322	Previsión Cierre
ΔDT	0,017997822			0,057412079	
RCS <sub>2016</sub>	232.856.840,33 €			233.264.623,83 €	
f <sup>A</sup>	0,97			0,97	
1+ΔDT	1,017997822			1,057412079	
RCS <sub>2017</sub>	229.936.323,61 €			239.257.125,92 €	
RCS <sub>2017</sub> en O. IET/1977/2016	229.936.323,61 €			Correc. RCS <sub>2017</sub> en Nueva Orden	9.320.802,31 €

#### Cálculo RCS<sub>2018</sub>

En GWh			
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS <sub>2018</sub>	Tipo Dato	
2017	326.797,322	Previsión Cierre	
2018	325.347,660	Estimación	
ΔDT	-0,004435966		
RCS <sub>2017</sub>	239.257.125,92 €		
f <sup>A</sup>	0,97		
1+ΔDT	0,995564034		
RCS <sub>2018</sub>	231.049.915,76 €		
		RCS <sub>2018</sub> en Nueva Orden	231.049.915,76 €

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 25 se recogen los valores a publicar en el BOE de la retribución de las empresas titulares de activos de transporte, en concreto se recoge:

- El reparto entre empresas de la RCS de 2018.
- Las correcciones del reparto de la RCS de 2014, 2015, 2016 y 2017, tanto por los cambios en la demanda indicados antes como por la inclusión en el régimen retributivo de nuevas instalaciones.
- La retribución a cuenta a reconocer a las instalaciones de transporte puestas en servicio desde diciembre de 2016 que deben ser incluidas en el régimen retributivo por la próxima Orden Ministerial
- La RD de 2018, la  $RF_{NMLL}$  de 2018, y la cantidad total a reconocer una vez adicionados la RCS 2018 y los pagos 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 2018 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 2018 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 25, 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 IV se recogen los detalles individualizados por instalación de la retribución calculada

### Cuadro 25. Detalle de la Retribución 2018 por la actividad de transporte a publicar en BOE

#### Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2018

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 2018
	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,67	53,76%	124.216.886,25	2.538.604.619,22	30,10%	69.557.405,75	<b>193.774.292,00</b>
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	127.524.132,16	1,51%	3.494.143,10	124.606.634,58	1,48%	3.414.204,08	<b>6.908.347,17</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.299.597,24	0,02%	35.608,78	58.499.971,33	0,69%	1.602.890,90	<b>1.638.499,68</b>
Cegas, S.A.	19.223.760,91	0,23%	526.728,32	21.663.111,71	0,26%	593.566,18	<b>1.120.294,50</b>
Gas Andalucía S.A.	1.238.746,60	0,01%	33.941,48	35.045.174,48	0,42%	960.232,80	<b>994.174,28</b>
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	13.461.891,93	0,16%	368.853,93	28.067.145,36	0,33%	769.035,79	<b>1.137.889,72</b>
Reganosa	50.514.787,36	0,60%	1.384.097,99	22.198.238,85	0,26%	608.228,59	<b>1.992.326,58</b>
Gas Extremadura Transporte, S.L.	29.141.442,46	0,35%	798.471,38	39.295.393,61	0,47%	1.076.688,20	<b>1.875.159,58</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,19%	442.102,30	235.316.007,32	2,79%	6.447.625,15	<b>6.889.727,45</b>
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,22%	2.825.249,53	195.840.253,47	2,32%	5.365.995,11	<b>8.191.244,64</b>
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	151.034,86	0,00	0,00%	0,00	<b>151.034,86</b>
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	178.531.140,76	2,12%	4.891.727,88	19.381.921,44	0,23%	531.061,89	<b>5.422.789,77</b>
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00%	0,00	14.571.095,52	0,17%	399.245,95	<b>399.245,95</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00%	0,00	20.251.549,36	0,24%	554.889,57	<b>554.889,57</b>
<b>Total</b>	<b>5.079.181.303,39</b>	<b>60,23%</b>	<b>139.168.845,79</b>	<b>3.353.341.116,26</b>	<b>39,77%</b>	<b>91.881.069,97</b>	<b>231.049.915,76</b>

#### Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2017

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2017 (1)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.071.005.274,21	83,88%	192.871.996,12	7.072.091.137,89	83,89%	200.712.778,94	7.840.782,82
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	251.992.426,47	2,99%	6.873.461,46	252.130.766,75	2,99%	7.155.714,75	282.253,30
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.371,29	0,71%	1.631.115,19	59.799.568,57	0,71%	1.697.169,54	66.054,35
Cegas, S.A.	40.886.872,62	0,49%	1.115.249,16	40.886.872,62	0,49%	1.160.408,95	45.159,79
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,43%	989.696,94	36.283.921,08	0,43%	1.029.772,74	40.075,81
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,49%	1.132.765,16	41.529.037,29	0,49%	1.178.634,20	45.869,04
Reganosa	72.713.026,21	0,86%	1.983.354,00	72.713.026,21	0,86%	2.063.665,92	80.311,93
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,81%	1.866.714,66	68.436.836,06	0,81%	1.942.303,54	75.588,88
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	150.354,67	5.512.249,80	0,07%	156.442,99	6.088,31
Redexis Infraestructuras, S.L.	251.451.211,28	2,98%	6.858.699,04	251.451.211,28	2,98%	7.136.428,31	277.729,27
Redexis Gas, S.A.	297.168.190,28	3,53%	8.105.696,40	296.626.331,74	3,52%	8.418.541,86	312.845,46
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.243.550,48	2,35%	5.407.382,38	197.913.062,20	2,35%	5.616.963,92	209.581,54
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,17%	397.447,90	14.571.095,52	0,17%	413.541,78	16.093,88
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	552.390,54	20.251.549,36	0,24%	574.758,54	22.368,00
<b>Total</b>	<b>8.429.844.610,24</b>	<b>100,00%</b>	<b>229.936.323,61</b>	<b>8.430.196.666,38</b>	<b>100,00%</b>	<b>239.257.125,97</b>	<b>9.320.802,36</b>

#### Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2016

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2016 (2)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.071.005.274,21	84,17%	195.991.503,74	7.072.091.137,89	84,18%	196.356.649,63	365.145,89
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	251.992.426,47	3,00%	6.984.632,69	252.130.766,75	3,00%	7.000.412,14	15.779,44
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.371,29	0,71%	1.657.496,81	59.799.568,57	0,71%	1.660.335,35	2.838,54
Cegas, S.A.	40.886.872,62	0,49%	1.133.287,18	40.886.872,62	0,49%	1.135.224,26	1.937,07
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,43%	1.005.704,27	36.283.921,08	0,43%	1.007.423,28	1.719,01
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,49%	1.151.086,46	41.529.037,29	0,49%	1.153.053,95	1.967,50
Reganosa	72.713.026,21	0,87%	2.015.432,72	72.713.026,21	0,87%	2.018.877,58	3.444,86
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,81%	1.896.906,87	68.436.836,06	0,81%	1.900.149,13	3.242,26
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	152.786,50	5.512.249,80	0,07%	153.047,65	261,15
Redexis Infraestructuras, S.L.	227.158.577,23	2,70%	6.296.297,26	227.158.577,23	2,70%	6.307.059,14	10.761,89
Redexis Gas, S.A.	292.653.579,28	3,48%	8.111.663,46	292.111.720,74	3,48%	8.110.483,54	-1.179,92
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.243.550,48	2,36%	5.494.841,27	197.913.062,20	2,36%	5.495.057,27	216,00
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,17%	403.876,22	14.571.095,52	0,17%	404.566,56	690,34
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	561.324,89	20.251.549,36	0,24%	562.284,38	959,49
<b>Total</b>	<b>8.401.037.365,19</b>	<b>100,00%</b>	<b>232.856.840,33</b>	<b>8.401.389.421,33</b>	<b>100,00%</b>	<b>233.264.623,86</b>	<b>407.783,52</b>

Fuente: Elaboración Propia

### Cuadro 25. Detalle de la Retribución 2018 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2015

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2015 (3)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.047.799.896,41	84,40%	198.661.935,79	7.048.885.760,09	84,41%	198.684.172,45	22.236,65
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,02%	7.103.110,76	252.130.766,75	3,02%	7.106.710,82	3.600,06
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	53.988.660,15	0,65%	1.521.821,26	53.988.660,15	0,65%	1.521.757,13	-64,12
Cegas, S.A.	40.886.872,62	0,49%	1.152.510,77	40.886.872,62	0,49%	1.152.462,21	-48,56
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,43%	1.022.763,73	36.283.921,08	0,43%	1.022.720,63	-43,10
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,50%	1.170.611,97	41.529.037,29	0,50%	1.170.562,65	-49,31
Reganosa	72.713.026,21	0,87%	2.049.619,85	72.713.026,21	0,87%	2.049.533,49	-86,37
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,82%	1.929.083,48	68.436.836,06	0,82%	1.929.002,20	-81,28
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	155.378,16	5.512.249,80	0,07%	155.371,62	-6,54
Redexis Infraestructuras, S.L.	206.066.865,30	2,47%	5.808.570,47	206.066.865,30	2,47%	5.808.325,74	-244,74
Redexis Gas, S.A.	292.653.579,28	3,50%	8.249.258,99	292.111.720,74	3,50%	8.233.638,25	-15.620,74
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.152.299,81	2,37%	5.585.476,33	197.821.811,53	2,37%	5.575.925,66	-9.550,67
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,17%	410.727,05	14.571.095,52	0,17%	410.709,75	-17,30
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	570.846,47	20.251.549,36	0,24%	570.822,46	-24,01
<b>Total</b>	<b>8.350.838.313,64</b>	<b>100,00%</b>	<b>235.391.715,08</b>	<b>8.351.190.172,50</b>	<b>100,00%</b>	<b>235.391.715,05</b>	<b>0,00</b>

Corrección del Reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de 2014

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2014 (4)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.025.923.999,29	85,23%	198.736.716,19	7.027.009.862,97	85,24%	198.758.947,01	22.230,82
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,06%	7.127.909,07	252.130.766,75	3,06%	7.131.517,78	3.608,71
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	24.957.186,86	0,30%	705.944,06	24.957.186,86	0,30%	705.913,94	-30,12
Cegas, S.A.	40.886.872,62	0,50%	1.156.534,40	40.886.872,62	0,50%	1.156.485,04	-49,36
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,44%	1.026.334,38	36.283.921,08	0,44%	1.026.290,57	-43,81
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,50%	1.174.698,81	41.529.037,29	0,50%	1.174.648,66	-50,15
Reganosa	72.713.026,21	0,88%	2.056.775,47	72.713.026,21	0,88%	2.056.687,66	-87,81
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,83%	1.935.818,28	68.436.836,06	0,83%	1.935.735,64	-82,64
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	155.920,63	5.512.249,80	0,07%	155.913,96	-6,67
Redexis Infraestructuras, S.L.	182.410.398,56	2,21%	5.159.697,67	182.410.398,56	2,21%	5.159.477,42	-220,25
Redexis Gas, S.A.	259.420.159,43	3,15%	7.338.011,43	258.878.300,89	3,14%	7.322.371,74	-15.639,69
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.152.299,81	2,40%	5.604.976,29	197.821.811,53	2,40%	5.595.389,18	-9.587,11
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,18%	412.160,98	14.571.095,52	0,18%	412.143,38	-17,60
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,25%	572.839,40	20.251.549,36	0,25%	572.814,99	-24,41
<b>Total</b>	<b>8.243.041.056,64</b>	<b>100,00%</b>	<b>233.164.337,06</b>	<b>8.243.392.915,50</b>	<b>100,00%</b>	<b>233.164.336,97</b>	<b>0,00</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### Instalaciones a incluir en Régimen Retributivo a Cuenta

Instalación	Empresa	Fecha P.E.M	VI a valores unitarios	Retribución Disponibilidad		
				2016 (5)	2017 (6)	2018
Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis Gas, S.A.	11-may.-17	750.229,98	0,00	10.612,85	102.638,50
Pos YESE-01 de Derivación (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis Gas, S.A.	11-may.-17	279.226,00	0,00	0,00	9.886,26
ERM G-650 en Pos YESE-01 (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis Gas, S.A.	11-may.-17	294.357,00	0,00	25.171,14	69.392,80
<b>Total</b>			<b>1.323.812,98</b>	<b>0,00</b>	<b>35.783,99</b>	<b>181.917,56</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 25. Detalle de la Retribución 2018 por la actividad de transporte a publicar en BOE (continuación)**

Retribución 2018 de Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)				
En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2017	Retribución Financiera Gas Talón	RCS 2017	Total Retribución Anual
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	254.226.217,09	1.346.113,61	124.216.886,25	379.789.216,95
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	9.405.750,80	2.659,54	3.494.143,10	12.902.553,43
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	118.920,55	76,11	35.608,78	154.605,45
Cegas, S.A.	723.633,37	607,13	526.728,32	1.250.968,82
Gas Andalucía S.A.	100.210,49	72,65	33.941,48	134.224,63
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.222.723,76	544,05	368.853,93	1.592.121,73
Reganosa	3.757.401,00	16.057,73	1.384.097,99	5.157.556,73
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.750.239,86	5.273,85	798.471,38	2.553.985,09
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	356.859,84	2.451,81	151.034,86	510.346,51
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.260.417,11	1.384,41	442.102,30	1.703.903,82
Redexis Gas, S.A.	5.446.260,44	4.947,34	2.825.249,53	8.276.457,31
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	11.168.787,66	15.047,92	4.891.727,88	16.075.563,46
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>289.537.421,98</b>	<b>1.395.236,15</b>	<b>139.168.845,79</b>	<b>430.101.503,92</b>
Retribución 2018 de Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				
En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2018	Retribución Financiera Gas Talón	RCS 2018	Total Retribución Anual
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	218.503.105,33	599.610,44	69.557.405,75	288.660.121,52
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.791.370,17	31.794,38	3.414.204,08	14.237.368,64
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	4.858.940,62	1.609,58	1.602.890,90	6.463.441,09
Cegas, S.A.	1.647.091,64	2.375,75	593.566,18	2.243.033,57
Gas Andalucía S.A.	2.670.761,09	1.666,90	960.232,80	3.632.660,79
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.817.991,25	1.593,79	769.035,79	2.588.620,84
Reganosa	2.080.655,71	14,52	608.228,59	2.688.898,82
Gas Extremadura Transporte, S.L.	3.191.205,36	3.201,63	1.076.688,20	4.271.095,19
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	23.215.355,36	21.210,79	6.447.625,15	29.684.191,30
Redexis Gas, S.A.	13.185.320,59	24.430,37	5.365.995,11	18.575.746,07
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	1.720.551,93	1.102,19	531.061,89	2.252.716,01
Gas Navarra, S.A.	919.802,28	1.135,74	399.245,95	1.320.183,96
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.385.110,74	0,00	554.889,57	1.940.000,32
<b>Total</b>	<b>285.987.262,07</b>	<b>689.746,10</b>	<b>91.881.069,97</b>	<b>378.558.078,13</b>
Retribución 2018				
En Euros	Retribución 2018		Ajustes a liquidar en 2017 [1]+[2]+[3]+[4]+[5]+[6]	Total a Publicar en BOE
	Activos PEM antes 2008	Activos PEM desde 2008		
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	379.789.216,95	288.660.121,52	8.250.396,18	676.699.734,66
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	12.902.553,43	14.237.368,64	305.241,51	27.445.163,58
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	154.605,45	6.463.441,09	68.798,65	6.686.845,19
Cegas, S.A.	1.250.968,82	2.243.033,57	46.998,94	3.541.001,33
Gas Andalucía S.A.	134.224,63	3.632.660,79	41.707,91	3.808.593,33
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.592.121,73	2.588.620,84	47.737,07	4.228.479,64
Reganosa	5.157.556,73	2.688.898,82	83.582,61	7.930.038,16
Gas Extremadura Transporte, S.L.	2.553.985,09	4.271.095,19	78.667,22	6.903.747,50
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	510.346,51	0,00	6.336,25	516.682,76
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.703.903,82	29.684.191,30	288.026,17	31.676.121,29
Redexis Gas, S.A.	8.276.457,31	18.575.746,07	316.189,10	27.168.392,49
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	16.075.563,46	2.252.716,01	190.659,76	18.518.939,23
Gas Navarra, S.A.	0,00	1.320.183,96	16.749,32	1.336.933,27
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	1.940.000,32	23.279,07	1.963.279,39
<b>Total</b>	<b>430.101.503,92</b>	<b>378.558.078,13</b>	<b>9.764.369,76</b>	<b>818.423.951,81</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 5.3.4. Retribución de la actividad de distribución

El Cuadro 26 recoge, para cada empresa distribuidora, los valores de retribución anual de 2018, así como los ajustes de los años 2016 y 2017 por los desvíos en las previsiones de demanda y puntos de suministro, los cuales determinan la retribución final a publicar en el BOE.

**Cuadro 26. Detalle de la Retribución 2018 por la actividad de distribución a publicar en BOE**

En €	Retribución Provisional Año 2018 a Liquidar en 2018	Ajuste Retribución de 2017 a Liquidar en 2017	Ajuste Retribución de 2016 a Liquidar en 2017	Propuesta Retribución CNMC
Ex Naturgas Energía Distribución, S.A.	174.494.262,91	-4.019.141,64	-1.544.679,96	<b>168.930.441,31</b>
Gas Directo, S.A.	359.853,65	359.853,65	1.127.024,17	<b>1.846.731,47</b>
Redexis Gas, S.A.	89.376.146,26	2.373.893,69	-2.294.821,32	<b>89.455.218,63</b>
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.394.802,21	56.493,06	161.358,69	<b>12.612.653,96</b>
Tolosa Gas, S.A.	735.573,69	-35.376,62	-4.127,14	<b>696.069,94</b>
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	391.745.406,05	-14.624.451,15	-42.490.721,79	<b>334.630.233,11</b>
Gas Natural Andalucía, S.A.	64.110.911,41	-713.641,91	-786.009,60	<b>62.611.259,91</b>
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	46.975.892,51	1.231.539,60	3.614.294,15	<b>51.821.726,25</b>
Gas Natural Castilla y León, S.A.	79.423.298,97	-859.241,18	905.658,48	<b>79.469.716,27</b>
CEGAS, S.A.	121.582.317,11	-926.917,79	-1.618.899,12	<b>119.036.500,21</b>
Gas Galicia SDG, S.A.	41.189.606,89	401.514,05	465.448,82	<b>42.056.569,76</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.557.580,62	357.130,48	-320.607,61	<b>16.594.103,50</b>
Gas Navarra, S.A.	34.517.130,13	1.168.021,49	5.865.249,05	<b>41.550.400,66</b>
Gas Natural Rioja, S.A.	15.159.371,77	403.673,10	583.093,21	<b>16.146.138,08</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.085.222,40	636.455,80	58.377,47	<b>1.780.055,67</b>
Madriña Red de Gas, S.A.	139.750.549,09	-716.955,43	3.883.485,09	<b>142.917.078,76</b>
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	148.234.499,70	-257.647,16	1.463.399,30	<b>149.440.251,83</b>
Gas Natural Aragón	7.078.327,35	881.534,41	6.602.829,46	<b>14.562.691,22</b>
Gas Natural Redes	19.273.683,85	4.334.438,32	18.541.422,93	<b>42.149.545,10</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.404.044.436,58</b>	<b>-9.948.825,23</b>	<b>-5.788.225,70</b>	<b>1.388.307.385,65</b>

Fuente: Elaboración Propia

Las retribuciones por empresas han sido determinadas teniendo en cuenta los datos reales de demanda 2016 obtenidos del Sistema de Liquidaciones (SIFCO) y los escenarios de demanda previstos por esta Comisión para los años 2017 y 2018.

En cuanto a la diferenciación entre puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre y el resto de municipios, señalar que para los municipios de reciente gasificación se han considerado:

- 1) En 2015, los valores definitivos utilizados por la Orden ETU/1977/2016
- 2) En 2016, los valores definitivos propuestos por esta Comisión a la Dirección General de Política Energética y Minas conforme a la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015<sup>19</sup> que son recogidos en el en el Acuerdo de esta Sala adoptado en el expediente INF/DE/127/17.

<sup>19</sup> El apartado segundo de la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, dispone que, entre otros, la CNMC realizará las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014 y propondrá a la DGPEM en su propuesta de retribución, de acuerdo con los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre del año anterior, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.

- 3) En 2017 y 2018, los puntos de suministro que prevén alcanzar las empresas distribuidoras a finales de 2017 y 2018 de acuerdo con la información facilitada por las distribuidoras para la realización de esta propuesta

El número de puntos de suministro para el resto de municipios se obtienen restando al número total de puntos de suministros, el número de puntos de suministro considerados para los municipios de reciente gasificación.

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 XV 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.

### 5.3.5. Hibernación del almacenamiento subterráneo “CASTOR”

#### Anualidad correspondiente a la compensación por hibernación del AASS Castor

La anualidad relativa a la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo de Castor, que comenzó a pagarse en 2016 y que es constante a lo largo del periodo de 30 años de satisfacción del derecho de cobro, con un tipo de interés fijo del 4,267%, asciende a 80.664.725 €, según los cálculos de la CNMC en aplicación del RD-Ley 13/2014, y que fueron hechos públicos en el informe INF/DE/0160/14.

Esta ha sido la anualidad reconocida a los titulares del derecho de cobro en 2016 y 2017 respectivamente por el artículo 4.3 de la Orden IET/2736/2015 y el Artículo 7.1 de la Orden ETU/1977/2016

#### **Cuadro 27. Cálculo de la anualidad 2018 correspondiente a la compensación por la hibernación del almacenamiento de gas subterráneo “Castor”**

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

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

31/12/2015

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2017 (€)	Intereses (€)	Años Pendientes	Anualidad Calculada (€)
2018	4,267%	1.303.688.110	55.628.371,67	28	<b>80.664.724,96</b>

Fuente: Elaboración propia

### Costes de operación y mantenimiento

Por otra parte, el Real Decreto-ley también establece<sup>20</sup> que corresponde a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., la administración y el mantenimiento de las instalaciones durante la hibernación, y que los costes incurridos deberán justificarse mediante auditoría, al objeto de que se determine su pago con carácter definitivo por Orden del Ministro, previo informe de la CNMC.

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

Al no disponer en estos momentos del citado plan, se propone presupuestar en 2017 un importe idéntico al establecido por las Órdenes IET/2736/2016 y ETU/1977/2016 para 2016 y 2017 respectivamente (15.718.229 €) en concepto de retribución a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., 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 28 recoge las cantidades a publicar en el BOE en concepto de retribución provisional de O&M por la hibernación del AASS de Castor

**Cuadro 28. Detalle Retribución 2018 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	<b>15.718.229,00</b>
Cesionario Dcho Cobro por Extinción Concesión AASS CASTOR	80.664.720,00		<b>80.664.720,00</b>
<b>Total</b>	<b>80.664.720,00</b>	<b>15.718.229,00</b>	<b>96.382.949,00</b>

Fuente: Elaboración Propia

<sup>20</sup> Artículos 3 y 6

### 5.3.6. Hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel

La planta de regasificación del Puerto de El Musel está afectada por la Disposición Transitoria Tercera del Real Decreto-Ley 13/2012<sup>21</sup>, 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 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.

Por su parte, el artículo 3 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, recogió que la retribución provisional a percibir por ENAGAS TRANSPORTE en concepto de costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel para los años 2014, 2015 y 2016 es de 4.164.545 euros (80% del valor reconocido en 2013). La Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre recogió idéntica cantidad como retribución provisional a percibir en 2017 en concepto de costes de O&M.

---

<sup>21</sup> *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.*

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

En consecuencia, el Cuadro 29 recoge las cantidades a publicar en el BOE en concepto de retribución por la hibernación de la Planta de Regasificación de El Musel

**Cuadro 29. Detalle Retribución 2018 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
<b>Total</b>	<b>23.605.524,58</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 5.3.7. 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 Energía, Turismo y Agenda Digital en fecha 1 de julio de 2015.

De conformidad con dicha propuesta, la base de retribución a ENAGAS GTS, S.A.U. (ENAGAS GTS en adelante) prevista para el año 2016 es de 22.825.000 euros, pudiendo variar en +/-5%, en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema, en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

El Artículo 5 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, estableció una retribución de 23.966.250 € para 2016, con carácter provisional y mientras no se disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2445/2014. El Artículo 2 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, mantuvo la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema en 23.966.250 euros para el año 2017.

La Propuesta de metodología aprobada por esta Comisión, incluye un mecanismo de revisión de la retribución de ENAGAS GTS a la mitad del periodo regulatorio. En esta revisión se podrá considerar la inclusión de nuevos costes asociados a nuevas funciones que la regulación haya podido asignar al Gestor Técnico del Sistema, siempre y cuando éstos estén debidamente justificados, hayan sido prudentemente incurridos, y tenga carácter de coste adicional con respecto a los costes que forman parte de la base de retribución.

En aplicación de la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de junio de 2015 y tras analizar la información aportada por ENAGAS GTS en respuesta al requerimiento de información efectuado el 30 de mayo de 2017, la información reportada a través de la Circular 5/2009, y las cuentas anuales y sus memorias de ENAGAS GTS para los ejercicios 2015 y 2016, se propone que se incremente en 1.333.876 euros la base de retribución de ENAGAS GTS para el año 2018<sup>22</sup>, pasando de 22.825.000 euros a 24.158.876 euros (un incremento del 0,8% respecto a la retribución establecida en la Orden ETU/1977/2016), pudiendo variar esta cuantía en un +/-5% en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

El Anexo VI describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

### **5.3.8. 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 8/2015<sup>23</sup>, 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.

---

<sup>22</sup> Esta retribución tendrá carácter provisional mientras no se apruebe la metodología de retribución del gestor técnico del sistema.

<sup>23</sup> 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

Con fecha 9 de mayo de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó el “Acuerdo por el que se aprueba la metodología de retribución del operador del mercado organizado del gas” (PDN/DE/004/15), que fue remitida al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, en cumplimiento de lo establecido en la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, “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”

De conformidad con esta propuesta de metodología, se propone que se establezca una retribución al Operador del Mercado de Gas en 2018 de 2.432.007 €. A esta cantidad, se añadirían los costes de las medidas de fomento de la liquidez en las que el Operador del Mercado del Gas incurra durante 2018. Asimismo, según la propuesta de la CNMC, se debería incorporar un ajuste de eficiencia, que se calcularía al término del ejercicio.

Por otra parte, el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, en su Disposición adicional tercera, establecía que la retribución provisional a cuenta del operador del mercado de gas para el año 2015, por importe de 2.000.000 euros, se abonara por el sistema de liquidaciones en un pago único.

No obstante, la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, en las que se establecen las retribuciones provisionales del operador del mercado de gas correspondientes a los ejercicios 2016 y 2017<sup>24</sup>, respectivamente, sin indicar que las liquidaciones de dichas cantidades deban realizarse en un pago único por lo que entró a reparto como el resto de actividades reguladas. En consecuencia de lo anterior, MIBGAS, S.A. forma parte de las sociedades financiadoras de los desajustes de los ejercicios 2016 y 2017.

En este sentido, se propone que, de cara al establecimiento de la retribución provisional para el ejercicio 2018, se recoja en la Orden correspondiente que, a semejanza con el GTS, en la liquidación 14 se realice una liquidación final entre lo cobrado hasta entonces y lo reconocido. De esta manera, MIBGAS no participaría en hipotéticos déficits/superávits que pudieran darse en el sector.

Para ello se propone incluir el siguiente apartado en el artículo que recoja la retribución de MIBGAS:

---

<sup>24</sup> La Disposición Transitoria Sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y la Disposición Transitoria Tercera de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, establecieron respectivamente una retribución de 2.980.000 € para 2016 y de 3.920.000 € para 2017, con carácter provisional y mientras no se disponga de la metodología de retribución a la que hacer referencia la Disposición Transitoria Segunda de la Ley 8/2015.

*“En la liquidación 14 del año que corresponda, se incluirá la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por MIBGAS por la aplicación del procedimiento de liquidación general y la retribución reconocida ex-ante en la Orden Ministerial correspondiente.”*

### **5.3.9. Previsión cuota tributaria 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 2018 por peajes y cánones sería de 2.920.478 millones de € se estima recaudar por la tasa 4.088.669,16 €

### **5.3.10. Anualidad 2018 correspondiente al Laudo del Arbitraje 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 Paris 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.

El tipo de interés provisional aplicable a este derecho de cobro es el 1,201%. La CNMC ya remitió este cálculo de tipo de interés en el informe “Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016”, aplicando 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), y es el que establecen la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, como tipo de interés provisional del derecho de cobro.

Los intereses a satisfacer en 2018 serían 786.847,16 € y, por tanto, el importe correspondiente al año 2018 (anualidad e intereses) ascendería a un importe de 33.544.847,16 €.

**Cuadro 30. Detalle de la Retribución 2018 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 2018	786.847,16
<b>Importe 2018</b>	<b>33.544.847,16</b>

Fuente: Elaboración Propia

El Anexo VII describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

### **5.3.11. Anualidad 2018 correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014**

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, en su artículo 66.a reconocía el pago correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, a determinar en la liquidación definitiva de 2014. Asimismo, se establecía que los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit en los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. La cantidad de déficit reconocido, la anualidad correspondiente y el tipo de interés aplicado, deberán ser 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.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2014, según la cual el importe correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 1.025.052.945,66 €.

El artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017*, reconoce, como tipo de interés provisional para la recuperación del derecho de cobro, el valor de 1,104% propuesto por la CNMC. Asimismo, el Anexo II de la Orden recoge las anualidades del periodo 2016-2031.

Según la Orden ETU/1977/2016, la anualidad del año 2018 correspondiente al derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 78.822.531,22 €.

El Anexo VIII describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

### **5.3.12. Anualidad 2018 correspondiente al desajuste temporal de 2015**

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, en su artículo 61, establece que “*se entenderá que se producen desajustes anuales entre ingresos y costes del sistema gasista si la diferencia entre ingresos y costes liquidables de un ejercicio resultase una cantidad negativa*”. Asimismo, dicho artículo añade que la parte del desajuste que, sin sobrepasar los límites fijados, no se compense por la subida de peajes y cánones, será financiada por los sujetos del sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. Finalmente, establece que tales sujetos tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación definitiva, durante los cinco años siguientes, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en las liquidaciones correspondientes. Por este concepto, se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2015, según la cual el importe correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y gastos del ejercicio 2015 asciende a 27.231.873,55 €.

El artículo 5 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017*,

reconoce, como tipo de interés provisional para la recuperación del derecho de cobro, el valor de 0,836% propuesto por la CNMC. Asimismo, el Anexo II de la Orden recoge las anualidades de 2016, 2017 2018, 2019, 2020 y 2021.

Según la Orden ETU/1977/2016, la anualidad del año 2018 correspondiente al derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2015 es de 5.623.885,94 €.

El Anexo IX describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

### **5.3.13. Previsión anualidad 2017 y 2018 correspondientes al desajuste temporal de 2016**

Según la estimación de liquidación definitiva de 2016 con la mejor información disponible a fecha actual, el desajuste correspondiente al ejercicio 2016 es de 90.076.042,73 €

Análogamente a lo establecido para el desajuste del ejercicio 2015 y el déficit acumulado a 31/12/2014, se considera para el cálculo de las anualidades una amortización constante y un tipo de interés (0,715%) ajustado a condiciones equivalentes de mercado, calculado de acuerdo con la metodología que propuso esta Comisión, y cuyo devengo se inicia el día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2016 (24/11/2017).

Como consecuencia de lo anterior, se obtiene que la anualidad correspondiente al año 2017 ascendería a 1.942.607,08 €, y la de 2018 a 18.645.842,03 €.

El Anexo X describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

### **5.3.14. Previsión anualidad 2018 correspondientes al desajuste temporal de 2017**

Según la previsión de cierre 2017 con la mejor información disponible a fecha actual, el desajuste correspondiente al ejercicio 2017 sería de 83.140.615,08 €.

Análogamente a lo establecido para los desajustes de los ejercicios 2015 y 2016, así como del déficit acumulado a 31/12/2014, se considera para el cálculo de las anualidades una amortización constante y un tipo de interés (0,718%) ajustado a condiciones equivalentes de mercado, calculado de acuerdo con la metodología que propuso esta Comisión, y cuyo devengo se inicia el día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2017 (dado que se considera como fecha estimada de aprobación el 29/11/2018, la fecha de devengo sería el 30/11/2018).

Como consecuencia de lo anterior, se obtiene que la anualidad correspondiente al año 2018 ascendería a 1.510.143,35 €

El Anexo XI describe en detalle el análisis realizado y los resultados obtenidos.

### **5.3.15. Resumen de la Propuesta de retribución a publicar en el BOE**

Finalmente, en el Cuadro 31 se recoge la Propuesta de Retribución Anual a publicar en la Orden Ministerial (2.975,79 millones de €), desglosada por empresa y actividad regulada, para el año 2018, así como una comparación con los valores de retribución 2017 publicados en la Orden ETU/1977/2016.

**Cuadro 31. Propuesta de Retribución para 2018 y comparación con Retribución publicada en O. ETU/1977/2016**

Empresa	Propuesta de Orden											Importes a Liquidar en 2018 ya reconocidos en otras OM		Publicada en O. ETU/1977/2016					Diferencias					
	Regasificación	Transporte	Almacenamiento Subterráneo	Gestión Técnica del Sistema	Operación Mercado Organizado de Gas	Distribución		Hibernación Planta Regasificación El Musel	Hibernación JAAS CASTOR	Laudo de Paris	Derechos Cobro Desajuste Temporal 2016		Total	Derechos Cobro publicados en O. ETU/1977/2016		Total Propuesta CNMC a Liquidar	Retribución	Derechos Cobro a Liquidar en 2016		Derechos Cobro a Liquidar en 2017		Total	€	%
						Año 2018	Desvíos 2016-2017 a Liquidar en 2017				Pago a liquidar en 2017	Pago a liquidar en 2018		Por Desajuste Temporal 2015	Por Deficit Acumulado a 31/12/2014			Por Desajuste Temporal 2015	Por Deficit Acumulado a 31/12/2014	Por Desajuste Temporal 2015	Por Deficit Acumulado a 31/12/2014			
<b>MIBGAS, S.A.</b>					<b>2.432.007,00</b>						2.103,46	20.189,79	<b>2.454.300,25</b>	0,00	0,00	<b>2.454.300,25</b>	<b>3.920.000,00</b>					<b>3.920.000,00</b>	-1.465.699,75	-37,4%
Enagas, S.A.											0,00	0,00	0,00	0,00	5.036,51	<b>5.036,51</b>		515,93			5.084,71	<b>5.600,64</b>	-564,13	-10,1%
Enagas GTS				24.158.876,00							0,00	0,00	24.158.876,00	0,00		<b>24.158.876,00</b>	23.966.250,00					<b>23.966.250,00</b>	192.626,00	0,8%
Enagas Transporte, S.A.U.	226.054.822,73	676.699.734,66	86.350.528,46				23.605.524,58	15.718.229,00			780.717,33	7.301.638,76	1.036.491.195,52	2.136.157,47	28.863.552,42	<b>1.067.490.905,41</b>	1.016.662.828,30	218.472,86	2.956.737,99	2.153.452,07	29.139.815,93	<b>1.051.131.307,15</b>	16.359.598,26	1,6%
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.		27.445.163,58									19.807,81	190.122,50	27.655.093,89	57.357,94	683.584,78	<b>28.396.036,61</b>	27.449.914,64	5.866,21	70.025,37	57.822,32	690.127,61	<b>28.273.756,15</b>	122.280,46	0,4%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	72.816.204,40	516.682,76									66.966,12	642.764,88	74.044.618,15	191.097,60	2.852.739,01	<b>77.088.454,76</b>	70.504.249,63	19.544,27	292.230,20	192.644,75	2.880.043,60	<b>73.888.712,65</b>	3.199.742,11	4,3%
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	51.697.212,14										36.791,11	353.134,31	52.087.137,56	108.547,17	1.022.738,83	<b>53.218.423,56</b>	49.021.573,59	11.101,53	104.767,80	109.425,98	1.032.527,83	<b>50.279.396,73</b>	2.939.026,83	5,8%
<b>Total Grupo ENAGAS</b>	<b>350.570.239,26</b>	<b>704.661.580,99</b>	<b>86.350.528,46</b>	<b>24.158.876,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>23.605.524,58</b>	<b>15.718.229,00</b>	<b>0,00</b>	<b>884.282,37</b>	<b>8.487.660,45</b>	<b>1.214.436.921,12</b>	<b>2.493.169,18</b>	<b>33.427.651,55</b>	<b>1.250.357.732,85</b>	<b>1.187.604.816,36</b>	<b>254.984,67</b>	<b>3.424.277,29</b>	<b>2.513.345,12</b>	<b>33.747.599,68</b>	<b>1.227.545.023,32</b>	<b>22.812.709,53</b>	<b>1,9%</b>	
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.			6.317.160,14								4.143,01	39.766,09	6.361.069,24	12.831,19	50.671,27	<b>6.424.571,70</b>	5.150.495,76	1.312,29	5.190,69	12.935,08	51.156,27	<b>5.221.090,09</b>	1.203.481,61	23,1%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.		6.686.845,19									4.397,39	42.207,71	6.733.450,29	54.198,72	629.654,31	<b>7.417.303,32</b>	7.054.518,01	5.543,11	64.500,82	54.637,52	635.680,96	<b>7.814.880,42</b>	-397.577,10	-5,1%
Gas Directo, S.A.											359.853,65	1.486.877,82			3.519,29	<b>1.880.837,49</b>	1.851.247,20	2.607,67	2.607,67	31.620,97	<b>37.921,96</b>	1.842.915,31	4859,8%	
Gas Natural Distribución SDG, S.A.		18.518.939,23									0,00	0,00	1.846.731,47	2.586,73	31.519,29	<b>373.116.645,16</b>	405.617.332,25	121.188,22	1.587.720,40	1.194.532,97	15.647.609,07	<b>424.168.382,91</b>	-51.051.737,75	-12,0%
Gas Natural Andalucía, S.A.		3.808.593,33									48.572,90	466.220,18	66.934.646,31	128.571,14	1.804.492,84	<b>68.867.710,29</b>	64.630.394,44	13.149,45	184.849,48	129.612,06	1.821.764,30	<b>66.779.769,73</b>	2.087.940,56	3,1%
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.		4.228.479,64									30.665,25	294.336,11	56.375.207,26	92.597,14	1.058.403,76	<b>57.526.208,16</b>	46.545.610,62	9.470,26	108.421,26	93.346,81	1.088.534,13	<b>47.825.383,00</b>	9.700.825,08	20,3%
Gas Natural Castilla y León, S.A.											50.159,11	481.445,23	80.001.320,61	159.658,88	1.853.335,92	<b>82.014.315,41</b>	73.524.445,60	16.328,91	189.852,89	160.951,50	1.871.074,87	<b>75.762.653,77</b>	6.251.661,64	8,3%
Gas Natural Cegas, S.A.		3.541.001,33									121.582.317,11	-2.545.816,90	87.679,76	841.581,94	123.506.763,24	<b>251.729,43</b>	124.354.307,82	25.745,32	293.541,10	253.767,46	2.992.862,98	<b>127.820.324,68</b>	-1.196.296,11	-0,9%
Gas Galicia SDG, S.A.											41.189.606,89	966.862,97	26.397,51	259.035,81	42.342.593,08	<b>75.107,55</b>	35.497.767,10	7.681,53	89.193,94	75.715,63	879.041,33	<b>36.539.399,53</b>	6.749.008,57	18,5%
Gas Navarra, S.A.		1.336.933,27									34.517.130,13	7.033.270,53	18.482,70	177.403,57	43.063.220,20	<b>56.094,11</b>	34.427.249,72	5.736,96	69.347,35	56.548,26	683.445,37	<b>35.242.327,66</b>	8.573.952,54	24,3%
Gas Natural Rioja, S.A.											15.159.371,77	986.766,31	9.321,04	89.466,73	16.244.925,85	<b>29.297,76</b>	14.138.117,80	2.995,39	35.104,33	29.534,96	345.966,94	<b>14.551.720,42</b>	2.065.190,14	14,2%
Gas Natural Madrid SDG, S.A.											148.234.499,70	1.205.752,13	96.396,84	925.251,53	150.461.900,20	<b>0,00</b>	137.890.832,50					<b>137.890.832,50</b>	12.571.067,70	9,1%
Gas Natural Aragón											7.078.327,35	7.484.363,87				<b>14.562.691,22</b>	6.160.932,10					<b>6.160.932,10</b>	8.401.759,12	136,4%
Gas Natural Redes											19.273.683,85	22.875.861,25				<b>42.149.545,10</b>	15.717.030,60					<b>15.717.030,60</b>	26.432.514,50	168,2%
SAGANE											33.544.847,16	0,00	0,00	33.544.847,16	0,00	<b>33.544.847,16</b>	33.938.271,00					<b>33.938.271,00</b>	-393.423,84	-1,2%
<b>Total Grupo Gas Natural SDG</b>	<b>0,00</b>	<b>38.120.791,99</b>	<b>6.317.160,14</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>969.560.299,58</b>	<b>-14.328.535,52</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>33.544.847,16</b>	<b>686.596,20</b>	<b>6.590.197,43</b>	<b>1.040.581.356,79</b>	<b>2.047.612,20</b>	<b>25.683.233,64</b>	<b>1.068.312.202,63</b>	<b>1.004.637.305,32</b>	<b>209.416,99</b>	<b>2.630.951,05</b>	<b>2.064.189,92</b>	<b>25.929.057,19</b>	<b>1.035.470.920,47</b>	<b>32.841.282,16</b>	<b>3,2%</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.		31.676.121,29									18.718,82	179.669,95	31.874.510,06	4.018,49	21.875,64	<b>31.900.404,19</b>	33.055.711,59	410,99	2.240,91	4.051,02	22.085,02	<b>33.084.499,53</b>	-1.184.095,34	-3,6%
Redexis Gas, S.A.		27.168.392,49									89.376.146,26	79.072,37	71.876,68	689.898,25	117.385.386,05	<b>259.849,62</b>	106.302.926,45	26.575,80	300.769,40	261.953,39	2.964.200,77	<b>109.856.425,81</b>	10.724.908,17	9,8%
Redexis Gas Murcia, S.A.		1.963.279,39									16.557.580,62	36.522,88	12.400,08	119.020,43	18.688.803,40	<b>33.689,18</b>	17.026.626,41	3.445,52	44.863,03	33.961,93	442.151,72	<b>17.551.049,51</b>	1.609.402,92	9,2%
<b>Total Grupo REDEXIS</b>	<b>0,00</b>	<b>60.807.793,17</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>105.933.726,81</b>	<b>115.595,25</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>102.995,58</b>	<b>988.588,63</b>	<b>167.948.699,51</b>	<b>297.527,29</b>	<b>3.395.933,80</b>	<b>171.642.190,66</b>	<b>156.385.264,45</b>	<b>30.432,31</b>	<b>347.874,24</b>	<b>299.966,34</b>	<b>3.428.437,51</b>	<b>160.491.974,85</b>	<b>11.150.215,75</b>	<b>6,9%</b>
Naturgas Energía Distribución, S.A.											174.494.262,91	-5.563.821,60				<b>174.805.816,09</b>	174.462.982,60	36.679,84	440.495,05	361.547,30	4.341.251,99	<b>179.642.956,78</b>	-4.837.140,73	-2,7%
Tolosa Gas, S.A.											735.573,69	-39.503,76				<b>723.440,17</b>	792.619,20	169,13	2.111,97	1.667,11	20.814,25	<b>817.381,66</b>	-93.941,49	-11,5%
<b>Total Grupo NATURGAS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>175.229.836,60</b>	<b>-5.603.325,35</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>115.275,99</b>	<b>1.106.460,44</b>	<b>170.848.247,68</b>	<b>369.297,39</b>	<b>4.320.711,15</b>	<b>175.529.256,22</b>	<b>175.255.601,80</b>	<b>36.848,97</b>	<b>442.607,02</b>	<b>363.214,41</b>	<b>4.362.066,24</b>	<b>180.460.338,44</b>	<b>-4.931.082,22</b>	<b>-2,7%</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L.		6.903.747,50									4.926,46	47.285,90	6.955.959,86	14.352,18	176.872,25	<b>7.147.184,29</b>	6.894.326,50	1.467,85	18.118,52	14.468,37	178.565,16	<b>7.106.946,40</b>	40.237,89	0,6%
D.C. de Gas Extremadura, S.A.											12.394.802,21	217.851,75				<b>13.018.666,25</b>	11.911.551,70	2.430,97	29.384,17	23.961,70	289.592,57	<b>12.256.921,11</b>	761.745,14	6,2%
<b>Total Grupo DC Gas Extremadura</b>	<b>0,00</b>	<b>6.903.747,50</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>12.394.802,21</b>	<b>217.851,75</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>13.927,47</b>	<b>133.680,87</b>	<b>19.664.009,81</b>	<b>38.121,44</b>	<b>463.719,30</b>	<b>20.165.855,55</b>	<b>18.805.878,20</b>	<b>3.898,82</b>	<b>47.502,69</b>	<b>38.430,07</b>	<b>468.157,73</b>	<b>19.363.967,51</b>	<b>801.983,04</b>	<b>4,1%</b>
Regasificadora del Noroeste, S.A.	40.660.554,29	7.930.038,16									38.862,02	373.011,63	49.002.466,10	114.081,62	1.423.801,00	<b>50.540.348,72</b>	52.080.637,83	11.667,56	145.851,99	115.005,23	1.437.428,72	<b>53.790.591,33</b>	-3.250.242,61	-6,0%
Gasificadora Regional Canaria, S.A.											114,23	1.096,40	1.781.266,30	-889,11	23.534,31	<b>1.804.111,50</b>	58.431,80	-70,48	2.410,62	-694,69	23.759,57	<b>83.637,02</b>	1.720.274,48	2051,9%
Madriñena Red de Gas, S.A.											139.750.549,09	3.166.529,67	143.960.484,94	273.738,98	3.643.696,86	<b>147.877.920,78</b>	132.134.411,10	27.996,31	373.254,71	275.955,20	3.678.572,00	<b>136.490.189,32</b>	11.387.731,46	8,3%
ESCAL UGS, S.A.											0,00	0,00	0,00	0,00	6.440.222,75	<b>6.440.222,75</b>								
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.											0,00	0,00	0,00	0,00	5,97	<b>26,84</b>		0,61						
Cesionario Dcho Cobro Hibernación Castor											80.664.720,00	0,00	80.664.720,00	0,00	0,00	<b>80.664.720,00</b>	80.664.720,00					</		

#### **5.4. Propuesta de medidas relativas a la retribución a implementar en la futura Orden Ministerial**

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

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 2018 como fecha límite para solicitar el pago de la retribución específica asignada a los 30 proyectos, de las convocatorias, 3ª, 4ª, 5ª y 6ª (11.011.581 €) y acreditar los requisitos establecidos en cada convocatoria para su cobro. Superada dicha fecha, se consideraría automáticamente desistido el derecho de cobro de retribución específica del proyecto que no hubieran acreditado los requisitos.

En relación con la primera medida, 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 una 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 30 proyectos que todavía no han solicitado el pago de su retribución específica:

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

# **ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018**

## ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018

### 1. Previsión de demanda para el cierre de 2017

Para realizar la previsión de cierre del ejercicio 2017 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 2017.

#### 1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.1 se resumen la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el cierre de 2017, remitida por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

**Cuadro I.1. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para 2017**

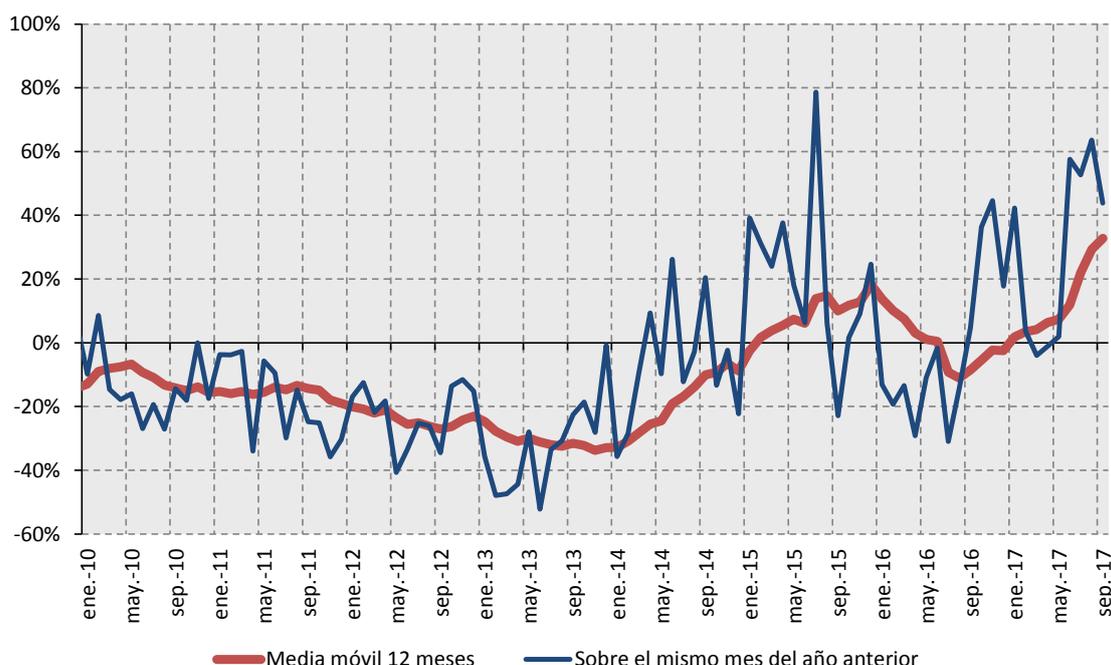
Volumen (MWh)	Año 2016 (SIFCO)	Últimos doce meses (ago 16 - jul 17)	Previsión 2017		Tasa de variación respecto 2016	
			GTS	Empresas	GTS	Empresas
<b>Sistema Peninsular</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	53.892.963	60.574.762	57.746.464	51.873.270	7,2%	-3,7%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	2.773.401	2.703.777	-	2.576.545	-100,0%	-7,1%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	106.875	134.814	2.867.043	110.786	2582,6%	3,7%
<b>TOTAL</b>	<b>56.773.239</b>	<b>63.413.352</b>	<b>60.613.506</b>	<b>54.560.602</b>	<b>6,8%</b>	<b>-3,9%</b>
<b>Sistemas Extrapeninsulares</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	2.973.228	2.585.483	2.866.500	2.323.837	-3,6%	-21,8%
<b>TOTAL</b>	<b>2.973.228</b>	<b>2.585.483</b>	<b>2.866.500</b>	<b>2.323.837</b>	<b>-3,6%</b>	<b>-21,8%</b>
<b>Total</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	56.866.190	63.160.245	60.612.964	54.197.107	6,6%	-4,7%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	2.773.401	2.703.777	-	2.576.545	-100,0%	-7,1%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	106.875	134.814	2.867.043	110.786	2582,6%	3,7%
<b>TOTAL</b>	<b>59.746.467</b>	<b>65.998.835</b>	<b>63.480.006</b>	<b>56.884.439</b>	<b>6,2%</b>	<b>-4,8%</b>

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

Se observa que mientras que el GTS estima que la demanda destinada a generación eléctrica se incrementará un 6,2% sobre la registrada en 2016, las empresas estiman que se reducirá un 4,8%. Cabe señalar que ambos agentes estiman que se reducirá la demanda de las instalaciones de generación eléctrica extrapeninsulares, si bien discrepan sobre la intensidad de la misma (el GTS estima que la demanda de dichas instalaciones se reducirá un 3,6% y las empresas un 21,8%).

En el Gráfico I.1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica entre enero de 2010 y septiembre de 2017. Se observa que la media móvil de 12 meses inició, a partir de agosto de 2016 una tendencia creciente. En septiembre de 2017 la media móvil de 12 meses registró una tasa del +43,8%, mientras que la tasa acumulada a dicho mes fue de +21%.

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



Fuente: GTS

La evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica mediante gas natural está motivada por el incremento del hueco térmico, resultado de las condiciones meteorológicas imperantes en 2017. Así, se viene registrando una reducción de la producción eléctrica de origen hidráulico (cuya tasa acumulada a septiembre de 2017 ha sido del -42,6%), así como una menor generación de origen eólico (tasa acumulada a dicho mes del -12,0%).

Teniendo en cuenta tanto la previsión de los distintos agentes, como la evolución registrada en los últimos meses y, las condiciones meteorológicas

imperantes, se considera como escenario más probable para el cierre de 2017 de la demanda destinada a la generación eléctrica 68,7 TWh, atendiendo tanto a la evolución de la demanda eléctrica prevista para el cierre de 2017 como a su posible cobertura en los sistemas peninsular y balear (véase Cuadro I.2), de los cuales 65,8 TWh se corresponden al sistema peninsular y 2,9 TWh al sistema balear.

Se indica que el escenario de demanda es coherente con el considerado en el Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2018 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 31 de octubre de 2017.

**Cuadro I.2. Previsión de la CNMC para el cierre de 2017 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario**

Volumen (MWh)	Año 2016 (SIFCO)	Previsión CNMC 2017	% variación 2017 sobre 2016
---------------	------------------	---------------------	-----------------------------

**Sistema Peninsular**

<i>P &gt; 60 bar</i>	53.892.963	62.832.285	16,6%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	2.773.401	2.804.542	1,1%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	106.875	139.838	30,8%
<b>TOTAL</b>	<b>56.773.239</b>	<b>65.776.665</b>	<b>15,9%</b>

**Sistemas Extrapeninsulares**

<i>P &gt; 60 bar</i>	2.973.228	2.915.709	-1,9%
<b>TOTAL</b>	<b>2.973.228</b>	<b>2.915.709</b>	<b>-1,9%</b>

**Total**

<i>P &gt; 60 bar</i>	56.866.190	65.747.993	15,6%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	2.773.401	2.804.542	1,1%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	106.875	139.838	30,8%
<b>TOTAL</b>	<b>59.746.467</b>	<b>68.692.373</b>	<b>15,0%</b>

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

Respecto a la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica, se indica que se dispone de dos fuentes de información. Por una parte, la previsión del GTS, que a su vez se ha elaborado a partir de la información que previamente le han proporcionado las empresas gasistas a

éste, y por otra parte la previsión de las empresas gasistas, que han aportado a la CNMC en respuesta a su solicitud de información (véase Cuadro I.3).

**Cuadro I.3. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre de 2017**

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2016 (SIFCO)	Últimos doce meses (ago 16 - jul 17)	Previsión 2017		Tasa de variación respecto 2016	
			GTS	Empresas	GTS	Empresas
<b>Sistema Peninsular</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	262.141.233	280.420.116	222.846.516	258.618.940	-15,0%	-1,3%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	31.603.666	21.297.701	-	15.138.712	-100,0%	-52,1%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	267.487	321.007	15.856.282	717.570	5827,9%	168,3%
<b>TOTAL</b>	<b>294.012.386</b>	<b>302.038.824</b>	<b>238.702.799</b>	<b>274.475.222</b>	<b>-18,8%</b>	<b>-6,6%</b>
<b>Sistemas Extrapeninsulares</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	328.082.833	346.361.716	288.788.116	324.560.540	-12,0%	-1,1%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	31.603.666	21.297.701	-	15.138.712	-100,0%	-52,1%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	267.487	321.007	15.856.282	717.570	5827,9%	168,3%
<b>TOTAL</b>	<b>359.953.986</b>	<b>367.980.424</b>	<b>304.644.399</b>	<b>340.416.822</b>	<b>-15,4%</b>	<b>-5,4%</b>

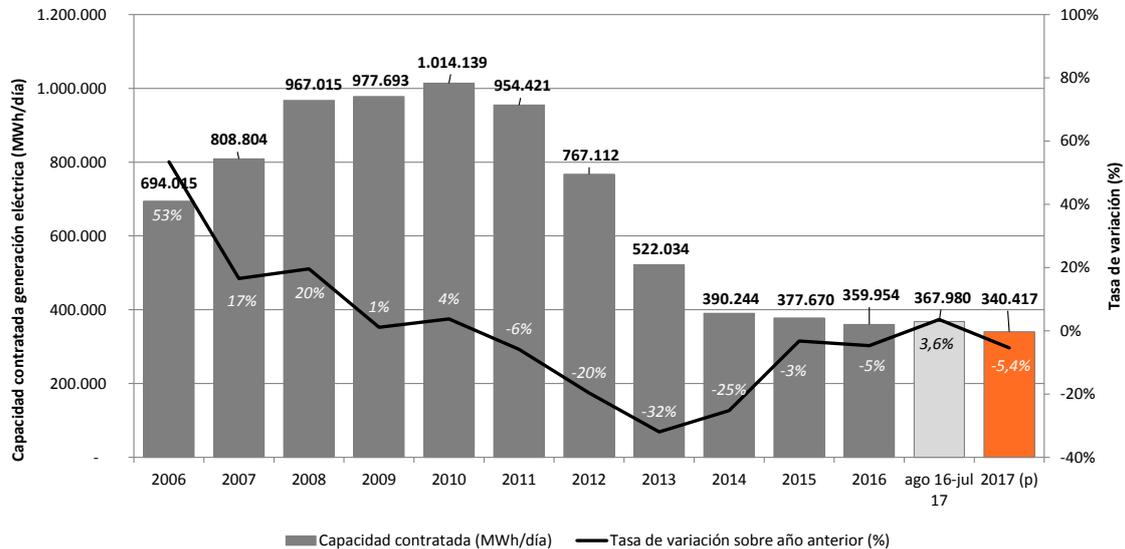
Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO), GTS y empresas

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

Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC, el caudal contratado promedio para el cierre del ejercicio 2017 se reducirá en torno al 5,4% respecto del registrado en 2016.

En el Gráfico I.2 se muestra la evolución registrada de la capacidad contratada de la demanda destinada a la generación eléctrica desde 2006 hasta julio de 2017, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista, y las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras para el ejercicio 2017.

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



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

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

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada por las centrales de generación, se ha optado por considerar como mejor previsión del caudal para 2017 la resultante de considerar las siguientes hipótesis:

- El caudal contratado por las instalaciones de producción situadas en las Islas Baleares se corresponde con el previsto por las empresas, el cual coincide con el contratado por dichas instalaciones de generación, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones.
- El caudal contratado por las instalaciones de producción situadas en la península, se ha estimado considerando:
  - o para las instalaciones conectadas a presión superior a 60 bar, el caudal contratado promedio registrado en el periodo comprendido entre agosto 2016 y julio 2017.
  - o para las instalaciones conectadas a presión entre 16 y 60 bar el caudal contratado promedio registrado entre enero y julio de 2017, al objeto de tener cuenta la reducción de la capacidad contratada de los consumidores involucrados.

- o para las instalaciones de producción conectadas a presión entre 4 y 16 bar, el registrado en el periodo comprendido entre agosto 2016 y julio 2017 para los peajes 2.1 a 2.3, y para el resto se ha estimado dicha capacidad suponiendo una reducción de los factores de carga que se vienen registrado (superiores al 135%) que implica suponer una mejora en la operativa de contratación de dichos agentes.

En el Cuadro I.4 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre de 2017 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista es un 0,6% superior a la registrada en 2016, pero un 6,4% superior a la prevista por las empresas (capacidad coherente con un escenario de demanda un 21% superior al previsto por dichos agentes).

**Cuadro I.4. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre de 2017**

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2016 (SIFCO)	Previsión CNMC 2017	% variación 2017 sobre 2016
<b>Sistema Peninsular</b>			
<i>P &gt; 60 bar</i>	262.141.233	280.420.116	7,0%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	31.603.666	15.332.632	-51,5%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	267.487	398.009	48,8%
<b>TOTAL</b>	<b>294.012.386</b>	<b>296.150.757</b>	<b>0,7%</b>
<b>Sistemas Extrapeninsulares</b>			
<i>P &gt; 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	0,0%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	-	-	
<b>TOTAL</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total</b>			
<i>P &gt; 60 bar</i>	328.082.833	346.361.716	5,6%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	31.603.666	15.332.632	-51,5%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	267.487	398.009	48,8%
<b>TOTAL</b>	<b>359.953.986</b>	<b>362.092.357</b>	<b>0,6%</b>

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

## 1.2. Previsión de demanda convencional

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

empresas gasistas para el cierre de 2017. Se observa que, excluyendo el suministro de GNL directo a cliente final, el GTS estima que la demanda aumentará un 5,2% sobre la registrada en 2016, consecuencia del incremento de la demanda en todos los niveles de presión, con la excepción del colectivo de consumidores conectados a presiones inferiores a 4 bar. Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional aumentará un 4,9%, motivado por el incremento de demanda en todos los grupos tarifarios.

La principal diferencia entre ambas previsiones se encuentra en la demanda de los consumidores conectados a niveles de presión inferiores a 4 bar. En particular, mientras que el GTS estima que la demanda de este colectivo se reducirá un 5,1% respecto de la registrada en 2016, las empresas transportistas estiman que aumentará un 2,5%.

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

	Demanda (GWh)				Tasa de variación s/ año 2016	
	Año 2016 (SIFCO)	Últimos doce meses (jul 16 - jun 17)	GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P &gt; 60 bar</i>	67.982.280	69.577.353	72.847.941	70.141.326	7,2%	3,2%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	32.956.209	33.571.219	37.674.878	36.223.795	14,3%	9,9%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	81.962.550	85.654.089	88.694.501	87.028.059	8,2%	6,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.770.065	63.644.731	63.341.392	68.436.693	-5,1%	2,5%
<b>TOTAL</b>	<b>249.671.104</b>	<b>252.447.392</b>	<b>262.558.712</b>	<b>261.829.872</b>	<b>5,2%</b>	<b>4,9%</b>
<i>Suministro GNL Directo a cliente final</i>	11.231.795	11.536.432	10.393.914	8.461.339	-7,5%	-24,7%
<b>TOTAL</b>	<b>260.902.900</b>	<b>263.983.824</b>	<b>272.952.626</b>	<b>270.291.211</b>	<b>4,6%</b>	<b>3,6%</b>

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

#### Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

Dadas las diferentes características de los consumidores conectados a planta satélites y a la red de transporte-distribución se analiza de forma separada cada uno de los colectivos.

En el Cuadro I.6 se muestra la previsión del GTS y de las empresas gasistas para el cierre de 2017 del número de clientes y demanda del grupo 3, así como los registrados en 2015 y 2016, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones, de los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución.

Se observa que según las previsiones del GTS y las empresas el número de suministros aumentará en 2017 (un 0,2% y un 1,2%, respectivamente), si bien las expectativas de crecimiento son superiores en el escenario previsto por las empresas, con incrementos superiores al 3% para los peajes 3.3, 3.4 y 3.5.

Respecto de la demanda, mientras que el GTS estima que se reducirá, en términos medios, un 5,2%, las empresas esperan un aumento de la demanda en todos los grupos tarifarios, con la excepción de la correspondiente a los consumidores acogidos al peaje 3.4.

Como resultado de sus respectivas previsiones, el GTS estima que el tamaño medio de los consumidores se reducirá, en términos medios, un 5,4% respecto del tamaño medio registrado en ejercicio 2016, mientras que las empresas estiman que el tamaño medio de los consumidores aumentará, en términos medios, el 1,2%, con aumentos del tamaño medio de los consumidores acogidos a los peajes 3.1, 3.2 y 3.3 y reducciones del tamaño medio de los consumidores acogidos a los peajes 3.4 y 3.5.

**Cuadro I.6. Previsión para el cierre de 2017 del GTS y de las empresas del número de clientes y la demanda del grupo 3, de los suministros conectados a la red de transporte - distribución**

SIFCO		Previsión cierre 2017		Tasas de variación sobre 2016	
2015	2016	GTS	Empresas	GTS	Empresas

**A) Nº Clientes**

Grupo 3	7.487.812	7.570.596	7.587.098	7.660.698	0,2%	1,2%
3.1	4.419.779	4.501.293	4.493.823	4.537.298	-0,2%	0,8%
3.2	3.000.204	2.998.869	3.021.049	3.050.489	0,7%	1,7%
3.3	22.823	23.587	24.286	24.511	3,0%	3,9%
3.4	44.744	46.572	47.660	48.100	2,3%	3,3%
3.5	262	275	280	300	1,8%	8,9%

**B) Energía (MWh)**

Grupo 3	62.878.707	65.928.501	62.513.956	67.522.573	-5,2%	2,4%
3.1	10.176.544	10.856.887	10.276.569	11.171.628	-5,3%	2,9%
3.2	26.111.083	26.745.837	25.858.343	27.885.111	-3,3%	4,3%
3.3	1.474.602	1.585.437	1.577.906	1.703.020	-0,5%	7,4%
3.4	20.865.772	22.139.160	20.457.797	22.036.783	-7,6%	-0,5%
3.5	4.250.706	4.601.180	4.343.341	4.726.030	-5,6%	2,7%

**C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)**

Grupo 3	8.397	8.708	8.240	8.814	-5,4%	1,2%
3.1	2.303	2.412	2.287	2.462	-5,2%	2,1%
3.2	8.703	8.919	8.559	9.141	-4,0%	2,5%
3.3	64.609	67.216	64.972	69.480	-3,3%	3,4%
3.4	466.335	475.380	429.241	458.147	-9,7%	-3,6%
3.5	16.248.185	16.724.807	15.515.251	15.779.734	-7,2%	-5,7%

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

En el Gráfico I.3 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre de 2017 por el GTS y las empresas gasistas de consumidores conectados a la red de transporte y distribución, con los realmente registrados entre 2010 y 2016, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

A efectos de valorar las anteriores previsiones se debe tener en cuenta la sensibilidad de la demanda de este tipo de consumidores a la temperatura, por lo que se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2010, 2012 y 2013 como cálidos, 2011, 2014 y 2015 como extremadamente cálido y 2016 como muy cálido.

Adicionalmente, por su impacto en la demanda de los consumidores acogidos al Grupo 3, se indica que los inviernos (diciembre-febrero) de los ejercicios 2011-2012 y 2014-2015 fueron fríos; los de los ejercicios 2010-2011 y 2012-2013 fueron normales y los de ejercicios 2013-2014 y 2015-2016 fueron cálidos. El invierno 2016-2017 fue calificado como muy cálido<sup>25</sup>.

Se observa que, con carácter general, los tamaños medios previstos por el GTS para los consumidores conectados a la red de distribución se sitúan en la banda inferior de los registrados en el periodo 2010-2016, mientras que los tamaños previstos por las empresas para los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución para los peajes 3.1 y 3.2 son superiores a los registrados en el periodo 2014 - 2016, el previsto para el peaje 3.3 es superior al registrado en todo el horizonte considerado y el 3.4 y el 3.5 son inferiores a los registrados durante los últimos años.

---

<sup>25</sup> Informes disponibles en:  
[http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia\\_clima/resumenes?w=0&datos=0](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0)

**Gráfico I.3. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2010 y 2016 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre de 2017 de los suministros conectados a la red de transporte – distribución.**



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

Respecto de los consumidores abastecidos mediante planta satélite (véase Cuadro I.7), cabe señalar que tanto el GTS como las empresas estiman incrementos relevantes del número de suministros en todos los peajes, con la excepción del peaje 3.5, aunque las expectativas de las empresas son más optimistas.

Respecto de la demanda, el GTS estima aumentos superiores al 8% de la demanda de consumidores acogidos al peaje 3.1 y 3.2, mientras que la demanda del resto de consumidores se reducirá entre un 5,9% y un 32,1%. Por su parte, en línea con el aumento del número de suministros, las empresas estiman incrementos relevantes de la demanda de los consumidores en todos los peajes (entre el 9,1% y el 16,0%), con la excepción del peaje 3.5 (cuya demanda estima que se reducirá en un 26,7%).

Como resultado de lo anterior, tanto GTS como empresas esperan para el ejercicio 2018 una reducción significativa del tamaño medio de los clientes del grupo 3 suministrados desde plantas satélites, con la excepción de los acogidos al peaje 3.1, si bien la contracción es más significativa en el escenario de previsión del GTS.

**Cuadro I.7. Previsión para el cierre de 2017 del número de clientes y la demanda del grupo 3 del GTS y de las empresas de los suministros abastecidos desde plantas satélites.**

SIFCO		Previsión cierre 2017		Tasas de variación sobre 2016	
2015	2016	GTS	Empresas	GTS	Empresas

**A) Nº Clientes**

Grupo 3	84.929	103.475	116.534	117.659	12,6%	13,7%
3.1	61.653	71.706	79.127	79.850	10,3%	11,4%
3.2	22.632	30.950	36.514	36.852	18,0%	19,1%
3.3	209	271	296	309	9,1%	13,9%
3.4	428	540	590	641	9,3%	18,7%
3.5	8	8	7	7	-11,0%	-10,2%

**B) Energía (MWh)**

Grupo 3	750.116	841.564	827.436	914.120	-1,7%	8,6%
3.1	128.830	153.682	167.002	170.757	8,7%	11,1%
3.2	189.656	276.372	300.144	311.589	8,6%	12,7%
3.3	14.890	17.374	16.345	18.953	-5,9%	9,1%
3.4	270.244	290.222	273.355	336.695	-5,8%	16,0%
3.5	146.495	103.916	70.591	76.125	-32,1%	-26,7%

**C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)**

Grupo 3	8.832	8.133	7.100	7.769	-12,7%	-4,5%
3.1	2.090	2.143	2.111	2.138	-1,5%	-0,2%
3.2	8.380	8.930	8.220	8.455	-7,9%	-5,3%
3.3	71.286	64.031	55.200	61.309	-13,8%	-4,3%
3.4	631.596	537.689	463.139	525.579	-13,9%	-2,3%
3.5	19.532.688	13.336.819	10.176.652	10.874.974	-23,7%	-18,5%

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

En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre de 2017 por el GTS y las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con los realmente registrados entre 2010 y 2016, estimados de acuerdo a la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Cabe señalar que, según las previsiones del GTS los tamaños medios de los consumidores abastecidos desde plantas satélite son inferiores a los previstos por las empresas en todos los peajes y también inferiores a los registrados en el periodo 2010-2016, con la excepción del peaje 3.1 en el periodo 2013-2015.

Asimismo, con carácter general, los tamaños medios previstos por las empresas para los consumidores suministrados desde plantas satélite son inferiores a los registrados en el periodo 2012-2016 (con la excepción del peaje 3.1 en el periodo 2013-2015, el peaje 3.2 en el año 2015 y 2011 y el peaje 3.3 en el año 2011).

**Gráfico I.4. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrado entre 2010 y 2016 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre de 2017 de los suministros abastecidos desde plantas satélite**



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

Teniendo en cuenta las discrepancias existentes entre las previsiones realizadas por los agentes, la previsión de la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- **Número de Clientes:** se ha considerado entre enero y julio el número de clientes declarados por las empresas en la base de datos de liquidaciones gasistas, mientras que para el resto del periodo:
  - En el caso de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución, se ha aplicado la media móvil de 12 meses a julio de 2017 al número de suministros del mes anterior.
  - En el caso de los consumidores conectados plantas satélite, se ha aplicado la tasa acumulada a julio de 2017 al número de suministros del mes anterior.
  
- **Tamaños medios:** Los tamaños medios aplicados para calcular la demanda de dichos consumidores se han estimado teniendo en cuenta:
  - Entre enero – mayo de 2017 los realmente registrados de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas.
  - Para el resto del periodo se han considerado los tamaños medios registrados el año anterior. Dicha hipótesis supone considerar que septiembre, octubre y diciembre serán meses cálidos y noviembre un mes con una temperatura similar a la media histórica.

Como resultado de lo anterior, se estima que el número de clientes conectados a redes de presión inferior a 4 bar se incrementará un 1,0%, mientras que la demanda de dichos consumidores se reducirá un 1,2%, situándose ambas previsiones entre las facilitadas por las empresas y el GTS (véase Cuadro I.8).

**Cuadro I.8. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar**

Peaje	Volumen (MWh)	Año 2016		Prevision cierre 2017		% variación 2017 sobre 2016	
		Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes

***I. Conectada a Plantas Satélite***

3.1	<5	153.682	71.706	183.616	82.011	19,5%	14,4%
3.2	<50	276.372	30.950	334.168	38.356	20,9%	23,9%
3.3	<100	17.374	271	20.491	330	17,9%	21,8%
3.4	100 < C ≤ 8.000	290.222	540	314.100	569	8,2%	5,5%
3.5	>8.000	103.916	8	109.889	5	5,7%	-31,8%
<b>TOTAL</b>		<b>841.564</b>	<b>103.475</b>	<b>962.263</b>	<b>121.271</b>	<b>14,3%</b>	<b>17,2%</b>

***II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución***

3.1	<5	10.856.887	4.501.293	11.139.761	4.576.460	2,6%	1,7%
3.2	<50	26.745.837	2.998.869	25.758.879	2.981.144	-3,7%	-0,6%
3.3	<100	1.585.437	23.587	1.591.571	24.752	0,4%	4,9%
3.4	100 < C ≤ 8.000	22.139.160	46.572	21.830.006	48.180	-1,4%	3,5%
3.5	>8.000	4.601.180	275	4.709.896	282	2,4%	2,5%
<b>TOTAL</b>		<b>65.928.501</b>	<b>7.570.596</b>	<b>65.030.113</b>	<b>7.630.818</b>	<b>-1,4%</b>	<b>0,8%</b>

***III. Total***

3.1	<5	11.010.569	4.572.999	11.323.377	4.658.471	2,8%	1,9%
3.2	<50	27.022.208	3.029.819	26.093.048	3.019.500	-3,4%	-0,3%
3.3	<100	1.602.811	23.859	1.612.062	25.082	0,6%	5,1%
3.4	100 < C ≤ 8.000	22.429.381	47.111	22.144.105	48.750	-1,3%	3,5%
3.5	>8.000	4.705.096	283	4.819.784	287	2,4%	1,5%
<b>TOTAL</b>		<b>66.770.065</b>	<b>7.674.071</b>	<b>65.992.376</b>	<b>7.752.090</b>	<b>-1,2%</b>	<b>1,0%</b>

Fuente: CNMC

**Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar**

En el Cuadro I.9 se muestra las previsiones del GTS y de las empresas para la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar.

**Cuadro I.9. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar**

	Prevision cierre 2017			Tasa de variación sobre 2016		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<b>GTS</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	72.847.941	86	349.255.605	7,2%	26,3%	50,1%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	37.674.878	152	153.532.427	14,3%	2,6%	24,6%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	88.694.501	3.244	444.291.118	8,2%	-8,9%	29,1%
<b>TOTAL</b>	<b>199.217.320</b>	<b>3.482</b>	<b>947.079.150</b>	<b>8,9%</b>	<b>-7,8%</b>	<b>35,3%</b>

	Prevision cierre 2017			Tasa de variación sobre 2016		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<b>Empresas</b>						
<i>P &gt; 60 bar</i>	70.141.326	86	237.610.885	3,2%	26,3%	2,1%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	36.223.795	152	121.503.545	9,9%	2,6%	-1,4%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	87.028.059	3.578	358.674.754	6,2%	0,5%	4,2%
<b>TOTAL</b>	<b>193.393.179</b>	<b>3.816</b>	<b>717.789.184</b>	<b>5,7%</b>	<b>1,0%</b>	<b>2,5%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

El GTS estima que la demanda de este colectivo aumentará un 8,9% sobre la registrada en 2016, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que aumentará un 5,7%, en ambos casos con incrementos de la demanda de todos los grupos tarifarios.

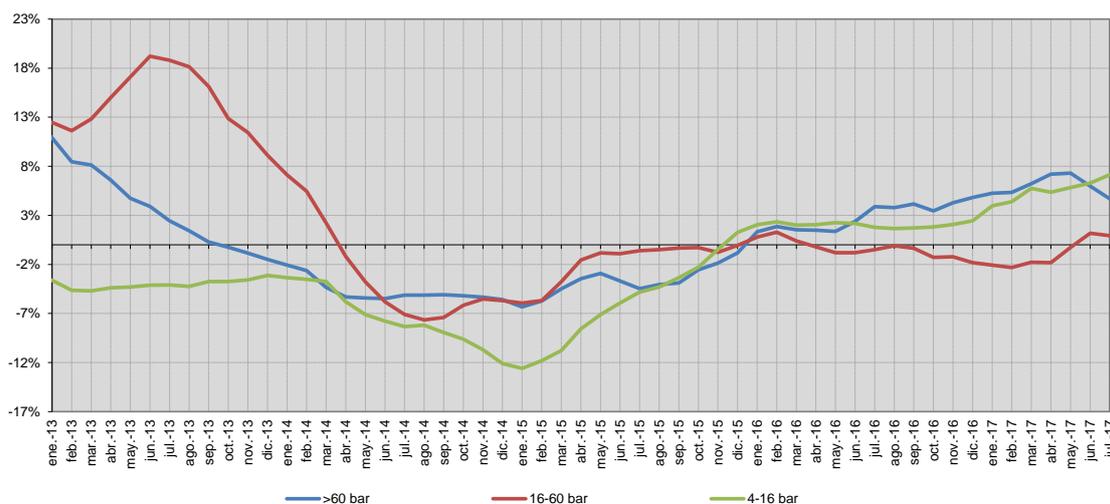
Respecto de la capacidad contratada, según las previsiones del GTS la capacidad contratada para el cierre del ejercicio 2017 presentará incrementos significativos en todos los grupos tarifarios. Al respecto se indica que la previsión del GTS se corresponde con la información que le ha sido remitida por las empresas, mientras que la previsión de las empresas incorpora la información que éstas han remitido a la CNMC, así como las correcciones solicitadas a las mismas en el proceso de validación de la información.

Según las previsiones de las empresas, la capacidad contratada se incrementará un 2,5%, consecuencia del aumento de la capacidad de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar (+2,1%) y entre 4 y 16 bar (+4,2%) compensado por una reducción de la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes con presión comprendida entre 16 y 60 bar (-1,4%).

En relación con lo anterior se indica que desde principios de 2015 se ha registrado una recuperación del consumo de la demanda convencional

conectada a presión superior a 4 bar, que ha situado la media móvil de 12 meses a julio de 2017, en el 4,7% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, en el 0,9% para los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar y en el 7,1% para los consumidores conectados a redes entre 4 y 16 bar (véase Gráfico I.5).

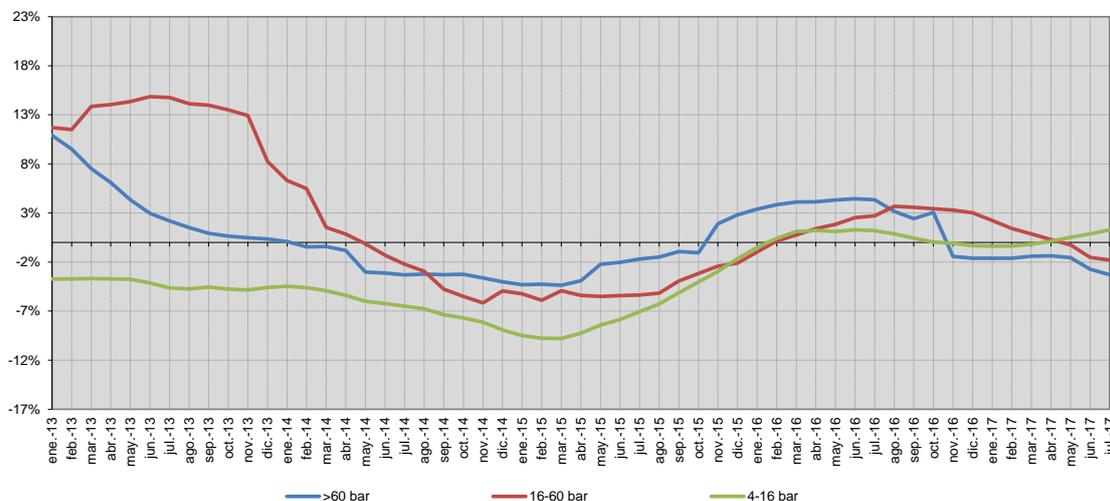
**Gráfico I.5. Variación de la demanda convencional por nivel de presión. Media móvil de 12 meses**



Fuente: CNMC

Asimismo, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, la media móvil de 12 meses a julio de 2017 de la capacidad contratada se sitúa en el -3,3% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, en -1,8% para los consumidores conectados a presión entre 16 y 60 bar y en el 1,3% para los consumidores conectados a redes entre 4 y 16 bar (véase Gráfico I.6).

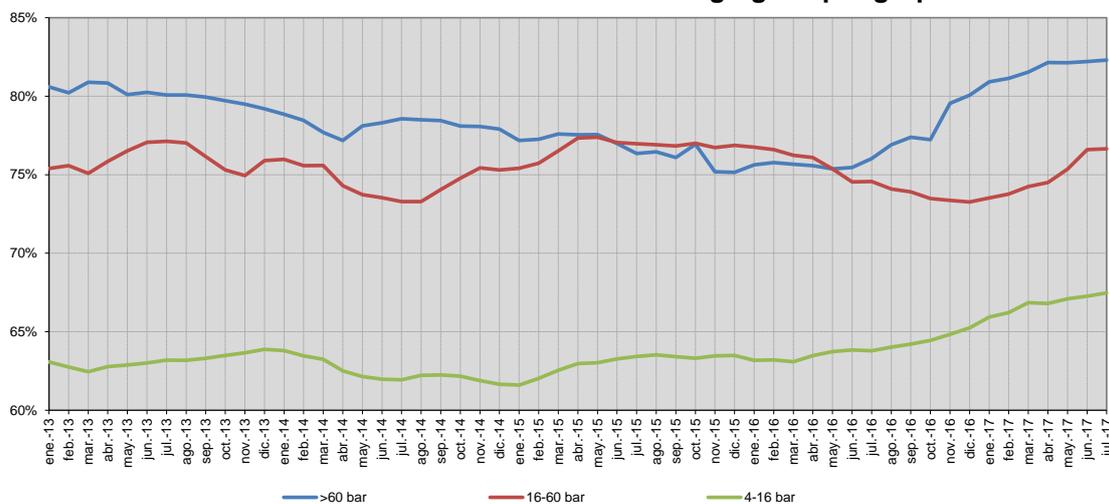
**Gráfico I.6. Variación de la capacidad contratada por nivel de presión. Media móvil de 12 meses**



Fuente: CNMC

Esto es, durante los últimos meses se viene observando como los consumidores industriales están incrementando la eficiencia de la contratación de forma que fuertes incrementos de demanda no van acompañados de fuertes incrementos de la capacidad contratada, sino de incrementos moderados o incluso reducciones, lo que implica una mejor utilización de la capacidad contratada, esto es un aumento del factor de carga, como se muestra en el Gráfico I.7.

**Gráfico I.7. Evolución del factor de carga promedio durante los 12 meses anteriores a cada fecha de los consumidores industriales desagregado por grupo tarifario**



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

Teniendo en cuenta, las previsiones aportadas por el GTS, las empresas y la mayor eficiencia en la contratación que se viene registrando durante los últimos meses, la previsión para el cierre de 2017 de los consumidores industriales conectados a redes de diseño superior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- La demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar se corresponde con la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras, con la excepción de los consumidores acogidos al peaje de materia prima para los que se ha considerado la previsión resultante de aplicar al consumo de 2016 la tasa acumulada registrada a julio de 2017.
- La demanda de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar resulta de considerar para cada peaje la tasa acumulada registrada en julio de 2017, con la excepción del peaje 2.1 para el que se ha tomado la previsión aportada por las empresas transportistas y distribuidoras.
- La demanda de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar resulta de considerar en cada peaje la tasa acumulada registrada a julio de 2017.

- La capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio, con carácter general, se corresponde con la capacidad promedio registrada en los últimos doce meses, con la excepción del peaje 2.1 para el cual se ha tomado la previsión de las empresas.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de diseño superior a 4 bar se incrementará un 5,6%, previsión muy similar a la considerada por las empresas transportistas (5,7%) e inferior a la prevista por el GTS (+8,9%). En particular, se estima que la demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar y la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar aumentarán un 2,7% y un 2,9%, respectivamente, respecto de la registrada en 2016, por debajo de las previsiones del GTS y las empresas, mientras que la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar aumentará un 9%, tasa superior a la prevista tanto por el GTS (+8,2%) como por las empresas (+6,2%).

Dicha previsión implica suponer que continuará la ralentización del crecimiento de la demanda de los consumidores industriales que se viene observando durante los últimos meses. Así, mientras que la tasa acumulada de dicho colectivo a julio de 2017 fue del +5,8%, la correspondiente al mes de junio de 2017 fue del +6,6% y la de mayo 2017 un +7,7%.

#### *Demanda convencional prevista para 2017*

En el Cuadro I.10 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC con el del GTS y el de las empresas transportistas y distribuidoras. Según el escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en 2017 alcanzará los 271 TWh, un 3,9% superior a la registrada en 2016 y un 0,3% superior a la demanda prevista por las empresas, pero un 0,7% inferior a la prevista por el GTS. La capacidad contratada prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017 se reducirá un 0,4% respecto de la registrada en 2016 y resulta un 3% inferior a la capacidad contratada prevista por las empresas transportistas/distribuidoras.

**Cuadro I.10. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre de 2017 <sup>(1)</sup>**

GTS	Prevision cierre 2017			Tasa de variación respecto real 2016		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P &gt; 60 bar</i>	72.847.941	86	349.255.605	7,2%	26,3%	50,1%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	37.674.878	152	153.532.427	14,3%	2,6%	24,6%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	88.694.501	3.244	444.291.118	8,2%	-8,9%	29,1%
<i>P ≤ 4 bar</i>	63.341.392	7.703.633	28.353.481	-5,1%	0,4%	21,7%
<b>TOTAL</b>	<b>262.558.712</b>	<b>7.707.114</b>	<b>975.432.632</b>	<b>5,2%</b>	<b>0,4%</b>	<b>34,8%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.393.914			-7,5%		
<b>TOTAL</b>	<b>272.952.626</b>	<b>7.707.114</b>	<b>975.432.632</b>	<b>4,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>34,8%</b>

Empresas	Prevision cierre 2017			Tasa de variación respecto real 2016		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P &gt; 60 bar</i>	70.141.326	86	237.610.885	3,2%	26,3%	2,1%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	36.223.795	152	121.503.545	9,9%	2,6%	-1,4%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	87.028.059	3.578	358.674.754	6,2%	0,5%	4,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	68.436.693	7.778.357	24.735.385	2,5%	1,4%	6,2%
<b>TOTAL</b>	<b>261.829.872</b>	<b>7.782.172</b>	<b>742.524.568</b>	<b>4,9%</b>	<b>1,4%</b>	<b>2,6%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	8.461.339			-24,7%		
<b>TOTAL</b>	<b>270.291.211</b>	<b>7.782.172</b>	<b>742.524.568</b>	<b>3,6%</b>	<b>1,4%</b>	<b>2,6%</b>

CNMC	Prevision cierre 2017			Tasa de variación respecto real 2016		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P &gt; 60 bar</i>	69.796.486	84	228.838.535	2,7%	23,0%	-1,6%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	33.927.469	149	117.629.421	2,9%	0,5%	-4,6%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	89.350.880	3.577	350.095.506	9,0%	0,4%	1,7%
<i>P ≤ 4 bar</i>	65.992.376	7.752.090	23.635.150	-1,2%	1,0%	1,5%
<b>TOTAL</b>	<b>259.067.212</b>	<b>7.755.900</b>	<b>720.198.612</b>	<b>3,8%</b>	<b>1,0%</b>	<b>-0,4%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.958.690			6,5%		
<b>TOTAL</b>	<b>271.025.901</b>	<b>7.755.900</b>	<b>720.198.612</b>	<b>3,9%</b>	<b>1,0%</b>	<b>-0,4%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

### 1.3. Previsión demanda interrumpible

En el Cuadro I.11 se resumen las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad en el periodo octubre 2016-septiembre 2017 y en el periodo octubre 2017-septiembre 2018, según la información publicada por el GTS.

**Cuadro I.11. Capacidades ofertadas y asignadas por zonas de interrumpibilidad.  
(GWh/día)**

Zonas Interrumpibilidad	Tipo	Oct 16 - Sep 17		Oct 17 - Sep 18		Condición
		Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	
1.- Red prelitoral 45 bar	A	2,000	0,500	2,000	0,650	Debido a la saturación del gasoducto Serinyà-Figueres y hasta la construcción del ramal norte del gasoducto Martorell-Figueres y del gasoducto Figueres-Figueres Localizándose 1 GWh/día en las inmediaciones de Beriain (E05), hasta la incorporación del gasoducto Puente la Reina-Muruarte de Reta, y 2 GWh/día en las inmediaciones de Egües (G03.02), hasta la incorporación de la duplicación Sansoain-Lumbier.
2.-Red de Pamplona	A	3,000		3,000		
<b>TOTAL</b>		<b>5,000</b>	<b>0,500</b>	<b>5,000</b>	<b>0,650</b>	

Fuente: GTS y CNMC.

El GTS estima que la capacidad contratada interrumpible será 537,8 MWh/día, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman 495 MWh/día.

Teniendo en cuenta la información anterior, se ha estimado en 537,5 MWh/día la capacidad interrumpible para el cierre de 2017, resultado de considerar la capacidad asignada en ambas subastas y estimando el volumen asociado en función del caudal de carga registrado en 2017.

Por último, se indica que las previsiones de consumo, caudal y número de clientes de los peajes interrumpibles previstas para el cierre de 2017, se han descontado de las previsiones de los peajes firmes asociados.

#### 1.4. Demanda nacional

En el Cuadro I.12 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2017, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica y convencional. Se estima que la demanda de gas natural se incrementará un 5,9% respecto de la registrada en 2016, tasa inferior a la media móvil de 12 meses a septiembre de 2016 (6,5%) y a la tasa acumulada registrada en dicho mes (9,3%).

**Cuadro I.12. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2017**

	GWh		Tasa de variación
	Año 2016 (SIFCO)	Previsión cierre 2017	% variación 2017 sobre 2016
<i>P &gt; 60 bar</i>	124.848.470	135.544.479	8,6%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	35.729.610	36.732.011	2,8%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	82.069.425	89.490.718	9,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.770.065	65.992.376	-1,2%
<b>TOTAL</b>	<b>309.417.571</b>	<b>327.759.585</b>	<b>5,9%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.231.795	11.958.690	6,5%
<b>TOTAL</b>	<b>320.649.366</b>	<b>339.718.274</b>	<b>5,9%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.13 se muestra el escenario de demanda desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor.

**Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2017 desagregado por peaje de acceso.**

Prestación	Paaje	Volumen	Año 2017														
			Generación Eléctrica Peninsular			Generación Eléctrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<b>TOTAL GRUPO 1</b>			<b>62.832.285</b>	<b>37</b>	<b>280.420.116</b>	<b>2.915.709</b>	<b>3</b>	<b>65.941.600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>64.361.968</b>	<b>82</b>	<b>208.738.535</b>	<b>130.109.962</b>	<b>122</b>	<b>555.100.251</b>
<b>GRUPO 1</b>			<b>62.832.285</b>	<b>37</b>	<b>280.420.116</b>	<b>2.915.709</b>	<b>3</b>	<b>65.941.600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>64.361.968</b>	<b>82</b>	<b>208.738.535</b>	<b>130.109.962</b>	<b>122</b>	<b>555.100.251</b>
P>60 bares	1.1	<200.000	233.806	25	5.913.767	0	0	0	0	0	0	1.324.089	35	7.553.692	1.557.895	60	13.467.459
	1.2	<1.000.000	3.398.854	4	13.732.949	1.081.124	1	53.841.600	0	0	0	13.855.521	27	52.643.037	18.335.499	32	120.217.586
	1.3	>1.000.000	59.199.625	7	260.773.400	1.834.584	2	12.100.000	0	0	0	49.182.359	19	148.541.806	110.216.567	29	421.415.206
<b>TOTAL GRUPO 2</b>			<b>2.944.380</b>	<b>3</b>	<b>15.730.641</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>123.171.935</b>	<b>3.726</b>	<b>467.187.119</b>	<b>126.116.315</b>	<b>3.729</b>	<b>482.917.760</b>
<b>GRUPO 2</b>			<b>2.804.542</b>	<b>1</b>	<b>15.332.632</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>33.927.469</b>	<b>149</b>	<b>117.629.421</b>	<b>36.732.011</b>	<b>150</b>	<b>132.962.052</b>
16<P<60 bares	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.808	11	96.232	16.808	11	96.232
	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99.079	32	357.617	99.079	32	357.617
	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	499.139	36	2.863.278	499.139	36	2.863.278
	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.148.168	22	5.312.857	1.148.168	22	5.312.857
	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.775.143	31	29.479.570	8.775.143	31	29.479.570
	2.6	>500.000	2.804.542	1	15.332.632	0	0	0	0	0	0	23.989.131	16	79.519.867	26.193.673	17	94.852.498
<b>GRUPO 2</b>			<b>139.838</b>	<b>2</b>	<b>398.009</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>89.244.466</b>	<b>3.577</b>	<b>349.557.698</b>	<b>89.384.304</b>	<b>3.579</b>	<b>349.955.707</b>	
4<P<16 bares	2.1	<500	16	0	5.409	0	0	0	0	0	0	148.884	684	888.530	148.800	684	893.939
	2.2	<5.000	3.742	1	140.138	0	0	0	0	0	0	2.970.087	1.334	10.762.914	2.973.830	1.335	10.903.051
	2.3	<30.000	5.683	0	12.623	0	0	0	0	0	0	12.811.585	986	67.046.021	12.817.269	986	67.058.644
	2.4	<100.000	23.496	0	44.371	0	0	0	0	0	0	19.310.345	363	83.379.716	19.333.841	363	83.424.086
	2.5	<500.000	62.067	0	105.498	0	0	0	0	0	0	42.218.156	197	151.186.997	42.280.223	197	151.292.494
	2.6	>500.000	44.832	0	89.972	0	0	0	0	0	0	11.785.409	14	36.293.521	11.830.241	14	36.383.492
<b>TOTAL INTERRUPTIBLES</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>106.414</b>	<b>1</b>	<b>537.808</b>	<b>106.414</b>	<b>1</b>	<b>537.808</b>
<b>GRUPO A</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>106.414</b>	<b>1</b>	<b>537.808</b>	<b>106.414</b>	<b>1</b>	<b>537.808</b>
P>60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL TARIFA/ PEAJE 3.x</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>962.263</b>	<b>121.271</b>	<b>548.082</b>	<b>65.030.113</b>	<b>7.630.818</b>	<b>23.087.068</b>	<b>65.992.376</b>	<b>7.752.090</b>	<b>23.635.150</b>	
<b>GRUPO 3</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>962.263</b>	<b>121.271</b>	<b>548.082</b>	<b>65.030.113</b>	<b>7.630.818</b>	<b>23.087.068</b>	<b>65.992.376</b>	<b>7.752.090</b>	<b>23.635.150</b>	
P<4 bar (3)	3.1	<5	0	0	0	0	0	183.616	82.011	0	11.139.761	4.576.460	0	11.323.377	4.658.471	0	
	3.2	<50	0	0	0	0	334.168	38.356	0	25.758.879	2.981.144	0	26.093.048	3.019.500	0		
	3.3	<100	0	0	0	0	20.491	330	0	1.591.571	24.752	0	1.612.062	25.082	0		
	3.4	100 < C <= 8000	0	0	0	0	314.100	569	0	21.830.006	48.180	0	22.144.105	48.750	0		
	3.5 (4)	>8000	0	0	0	0	109.889	51	548.082	4.709.896	282	23.087.068	4.819.784	287	23.635.150		
<b>PEAJE MATERIA PRIMA</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.434.518</b>	<b>2</b>	<b>20.100.000</b>	<b>5.434.518</b>	<b>2</b>	<b>20.100.000</b>	
P < 60 bar			0	0	0	0	0	0	0	0	5.434.518	2	20.100.000	5.434.518	2	20.100.000	
16<P<60 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Suministro GNL Directo a cliente final (5)</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.958.690</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.958.690</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>TOTAL GAS DE EMISION</b>			<b>65.776.665</b>	<b>40</b>	<b>296.150.757</b>	<b>2.915.709</b>	<b>3</b>	<b>65.941.600</b>	<b>12.920.953</b>	<b>121.271</b>	<b>548.082</b>	<b>258.104.949</b>	<b>7.634.628</b>	<b>719.650.530</b>	<b>339.718.274</b>	<b>7.755.942</b>	<b>1.082.290.969</b>

Fuente: CNMC

## 1.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro I.14 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre de 2017 remitidas por el GTS y las empresas transportistas<sup>26</sup>. Ambos agentes contemplan una reducción de las exportaciones con destino a Portugal y Francia aunque de diferente magnitud. Así, el GTS prevé que las exportaciones a Portugal se reducirán un 10,2% sobre las registradas en 2016, mientras que las empresas transportistas esperan una reducción del 16,5%. En relación con las previsiones de exportación con destino a Francia, el GTS estima que las exportaciones se reducirán un 85% sobre las registradas en 2016, mientras que las empresas transportistas esperan una reducción del 25%.

**Cuadro I.14. Previsión de exportaciones para el año 2017 remitida por el GTS y las empresas transportistas (MWh)**

	Año 2016 (MWh)	Año 2017		Tasa de variación 2017 sobre 2016	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>Francia</i>	6.582.097	996.307	4.953.413	-84,9%	-24,7%
<i>Portugal</i>	11.011.355	9.885.790	9.193.754	-10,2%	-16,5%
<b>TOTAL</b>	<b>17.593.452</b>	<b>10.882.097</b>	<b>14.147.167</b>	<b>-38,1%</b>	<b>-19,6%</b>

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

Nota: La previsión del GTS incluye el gas destinado al tránsito, por lo que se ha aplicado la tasa de variación prevista por el GTS para 2017 al volumen de exportaciones registrado en 2016 de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, la media móvil de 12 meses a julio de 2017 del volumen de las exportaciones es del 15,2%, mientras que la tasa acumulada a dicha fecha es de -28,5%, si bien la evolución presenta una alta variabilidad, tal y como se observa en el Gráfico I.8.

<sup>26</sup> Se indica que las previsiones excluyen el gas asociado al antiguo contrato de tránsito, dado que los ingresos asociados a dicho contrato no se incluyen en las liquidaciones del sistema.

**Gráfico I.8. Variación del volumen de gas exportado por las conexiones internacionales.  
 Media móvil de 12 meses**



Fuente: SIFCO

En particular, las exportaciones a Francia han sido nulas entre abril y julio de 2017, lo que determina que la media móvil de 12 meses a julio de 2017 del volumen de las exportaciones a Francia sea del -64,3%, mientras que la tasa acumulada a dicha fecha es de -84,5%. Por otra parte, las exportaciones a Portugal presentan una media móvil a julio de 2017 del 19,3% y una tasa acumulada del 23,5%.

Atendiendo a la alta variabilidad registrada, se ha considerado como mejor previsión para el cierre de 2017 de las exportaciones a Francia la prevista por el GTS, mientras que la previsión de exportación a Portugal se ha estimado aplicado la tasa de variación prevista por el GTS al volumen registrado en 2016 según la base de datos de liquidaciones gasista.

Respecto de la capacidad contratada, se ha considerado como mejor previsión para las exportaciones a Francia la remitida por las empresas transportistas, una vez se ha contrastado con la información que sobre la capacidad contratada en las conexiones internacionales publica ENAGAS en su página web<sup>27</sup>. Esto es, se considera que la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación a Francia para 2017 es de 126,4 GWh/día, similar a la registrada en 2016.

27

[http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte\\_de\\_Gas/CapacidadesTransporte/CapacidadDeInstalaciones](http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_Gas/CapacidadesTransporte/CapacidadDeInstalaciones)

La capacidad contratada de exportaciones con destino a Portugal resulta de considerar el factor de carga registrado entre agosto de 2016 y junio de 2017, coherente con una contratación a corto plazo en la interconexión para el cuarto trimestre similar a la registrada en el tercer trimestre del presente año. Lo anterior supone considerar que la capacidad contratada de exportación Portugal prevista para 2017 sea de 29,8 GWh/día, un 13% inferior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional en 2016.

## **2. Previsión de demanda 2018**

### **2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica**

En aplicación de lo establecido en el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, el OS y el GTS han remitido un informe conjunto sobre la previsión de demanda de gas natural por las centrales de generación eléctrica que utilizan como combustible gas natural para el año 2018. 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 una producción mínima de 11.500 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 2018 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 frontera<sup>28</sup>:

- Escenario de bajada progresiva de precios del gas hasta los 12 €/MWh: Reflejaría una situación de ventaja competitiva de costes de generación con gas vs carbón.
- Escenario de precios continuista (16-18 €/MWh) que reflejaría una situación continuista con la tendencia de los últimos meses.
- Escenario alto (25 €/MWh), que supondría la ventaja absoluta de los precios de generación con carbón sobre los de generación con gas natural, volviendo a los niveles de precios de comienzo de 2015.

Asimismo, se ha considerado, para el carbón de importación, el precio en el mercado spot de referencia en el mercado internacional (API2), incluyéndose, adicionalmente, el coste de descarga en puerto, mermas y transporte desde puerto a central. Para el año 2018 se ha considerado un precio del carbón importado de 75 \$/t en línea con los precios actuales.

Finalmente, se ha considerado un precio spot del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> de 6 €/t.

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

En relación con el consumo de gas natural de las instalaciones de generación situadas en Baleares, en el informe se señala que se ha considerado que, con los precios vigentes de los distintos combustibles, la generación más económica en el subsistema de Mallorca-Menorca está en los grupos de carbón de la C.T. Alcudia, a continuación, se encuentran los ciclos combinados funcionando con GN. Después en el orden de mérito económico, se encuentran los grupos diésel de la C.T. Mahón, y por último, las turbinas de gas funcionando con gasoil. A lo anterior, hay que sumarle la energía que se obtiene a través del enlace entre la Península Ibérica y la isla de Mallorca.

Del mismo modo, en el subsistema de Ibiza-Formentera la generación más económica sería la de los motores de combustión interna funcionando con GN, seguidos de los motores de combustión interna funcionando con fueloil las turbinas que consumen GN y, para finalizar, las turbinas funcionando con gasoil.

---

<sup>28</sup> A los precios de gas en frontera habría que añadir los peajes y cánones de ATR del sistema gasista para determinar el precio de gas suministrado en la central eléctrica.

Al respecto cabe señalar que, la previsión de generación con gas natural en el sistema Balear para el ejercicio 2018 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 2018. Según dicha información, en el escenario de cobertura se han considerado las siguientes hipótesis:

- Los datos técnicos y económicos considerados son los publicados en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Programa de mantenimiento anual del equipo generador (indisponibilidad programada) aprobado por Red Eléctrica, teniendo en cuenta las condiciones y flexibilidad de fechas planteadas por la empresa propietaria.
- La probabilidad de fallo (indisponibilidad fortuita) utilizada para cada grupo generador se ha estimado a partir de los datos registrados por Red Eléctrica en el periodo de 2012-2016, incluyendo los mantenimientos menores de 24 horas.
- Se ha considerado un precio medio de 50,88 €/MWh para la energía aportada por el enlace a corriente continua con la península, que se corresponde con el precio medio del mercado diario del MIBEL para el periodo correspondiente al año móvil de 1-ago-2016 a 31-jul-2017.

Como resultado de lo anterior, en el citado informe conjunto 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 (3,7 TWh) para 2018. 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 TWh, en una situación de pluviosidad media y una situación continuista en los precios del gas.

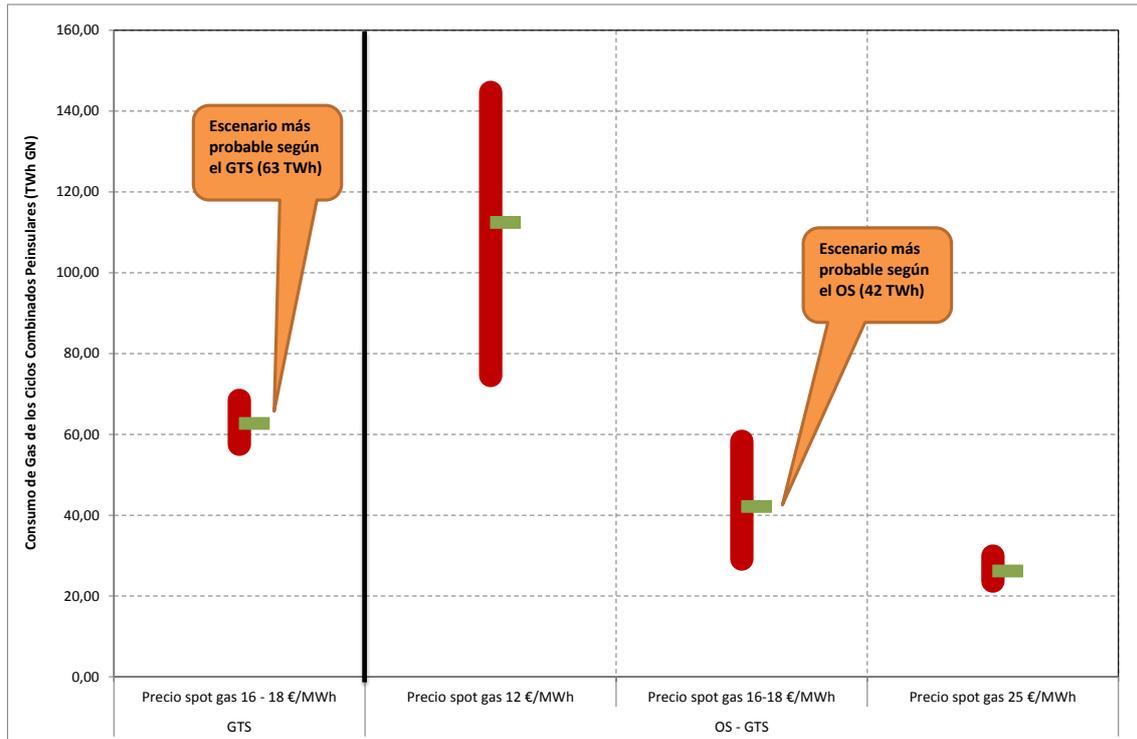
Adicionalmente, en respuesta a la solicitud de información de la CNMC, el GTS aporta el escenario de previsión de la demanda de gas natural para el ejercicio 2018 adelantado, en cumplimiento del calendario propuesto en el Protocolo de Detalle PD-07. “*Programaciones y nominaciones de infraestructura de transporte*”. En el citado escenario se incluye como mejor previsión de la demanda de gas natural de las instalaciones de generación eléctrica nacional de 65,7 TWh. Según la información aportada por el GTS este escenario se corresponde con un escenario de precios continuista (16-18 €/MWh) y una pluviosidad media.

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

*Demanda destinada a la generación eléctrica peninsular*

En el Gráfico I.9 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 2018.

**Gráfico I.9. Consumo de gas de los ciclos combinados peninsulares previsto para 2018**



Fuente: GTS y OS

En el Cuadro I.15 se comparan los escenarios de cobertura de electricidad previstos para el 2018 en el informe conjunto del OS y el GTS, con hidraulicidad media y la cobertura registrada en los últimos 12 meses.

**Cuadro I.15. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista según el informe conjunto del OS y GTS para el 2018 y la cobertura de la demanda registrada durante los últimos 12 meses (GWh)**

	Escenarios de cobertura de la demanda del OS									Últimos 12 meses a	
	Escenarios de precio del gas									Ago 2016 - Jul 2017	Sep 2016 - Ago 2017
	Escenario bajo (Precio del gas 12 €/MWh)			Escenario central (Precio del gas 16-18 €/MWh)			Escenario alto (Precio del gas: 25 €/MWh)				
	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda	Cobertura Seca	Cobertura Media	Cobertura Humeda		
Hidráulica	20.678	37.585	57.510	22.032	38.215	57.035	23.051	37.892	55.866	24.004	23.031
Nuclear	54.818	54.489	53.994	54.878	54.544	53.995	54.921	54.551	53.967	56.222	56.151
Carbón	4.832	4.653	4.632	46.960	39.523	28.382	60.745	48.389	32.668	45.519	45.099
Fuel - Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CCGT'S	72.339	56.210	37.277	29.149	21.073	14.566	14.963	13.081	11.825	30.018	31.503
Renovables, Cogeneración y Residuos	97.844	97.823	97.782	97.844	97.820	97.773	97.844	97.823	97.776	90.911	90.466
<b>Generación</b>	<b>250.511</b>	<b>250.760</b>	<b>251.195</b>	<b>250.863</b>	<b>251.175</b>	<b>251.751</b>	<b>251.524</b>	<b>251.736</b>	<b>252.102</b>	<b>246.674</b>	<b>246.250</b>
Consumos Bombeos	4.079	4.328	4.763	4.431	4.743	5.318	5.092	5.304	5.670	3.436	3.439
Enlace Baleares	-1.030	-1.030	-1.030	-1.030	-1.030	-1.030	-1.030	-1.030	-1.030	-1.137	-1.151
Saldo Físico Internacional	9.592	9.592	9.592	9.592	9.592	9.592	9.592	9.592	9.592	9.371	10.153
<b>Demanda</b>	<b>254.994</b>	<b>254.994</b>	<b>254.994</b>	<b>254.994</b>	<b>254.994</b>	<b>254.995</b>	<b>254.994</b>	<b>254.994</b>	<b>254.994</b>	<b>251.471</b>	<b>251.812</b>
<b>Consumo Ciclos</b>	<b>144.678</b>	<b>112.420</b>	<b>74.554</b>	<b>58.298</b>	<b>42.146</b>	<b>29.132</b>	<b>29.926</b>	<b>26.162</b>	<b>23.650</b>	<b>64.481</b>	<b>67.353</b>
Factor eficiencia	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	46,6%	46,8%

Fuente: GTS, OS y CNMC

Al respecto, se formulan las siguientes observaciones:

1. La demanda prevista para el ejercicio 2018 asciende a 254,9 TWh, un 1,6% superior a la demanda registrada en los últimos 12 meses.

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 2018, como la evolución de la demanda y la previsión de evolución económica, esta Comisión estima la demanda en b.c. del sistema peninsular para 2018 en 255,1 TWh, un 0,1% superior a la prevista por el OS en su escenario central.

2. El informe conjunto del OS y el GTS señala como escenario más probable el que corresponde al escenario de precios de gas natural de 16-18 €/MWh, situación en la que se produce una precedencia en coste de gran parte de las centrales de carbón, excepto aquellas muy alejadas del puerto, obsoletas o de reducida eficiencia.

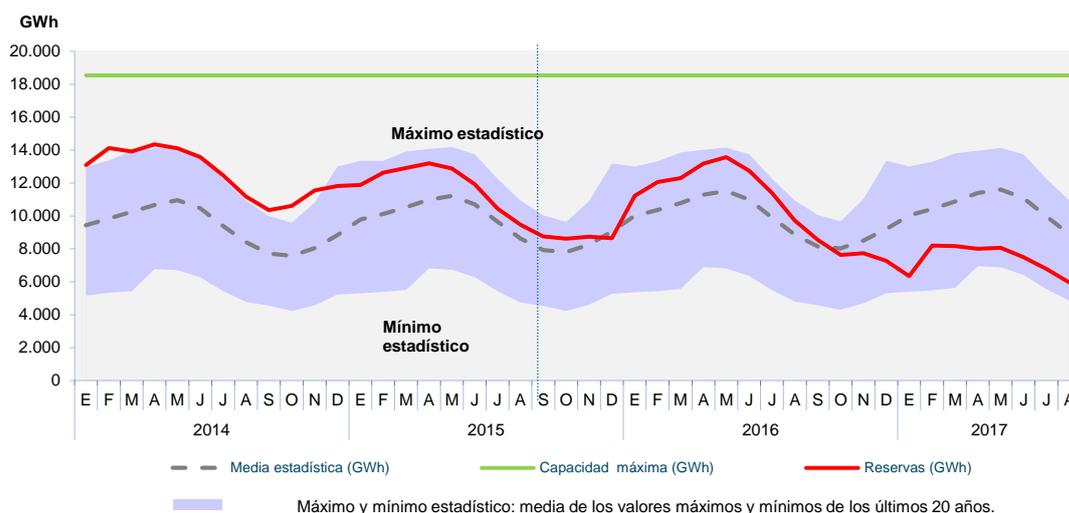
El consumo de gas natural previsto en el escenario más probable (42 TWh) y con un precio de gas natural similar al actual (17 €/MWh), es un 38% inferior al consumo de gas registrado por los ciclos combinados peninsulares en los últimos 12 meses a agosto de 2017 (67,3 TWh).

3. El factor de eficiencia de las centrales de generación de ciclo combinado previsto para el año 2017 en el informe conjunto del OS y el GTS es del

50%, superior al registrado durante los últimos 12 meses a agosto de 2017 (46,8%).

4. Según se indica en el informe conjunto, el objetivo del modelo utilizado por REE es calcular la cobertura que minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico. En relación con lo anterior REE señala que en un entorno de competencia perfecta, las ofertas de cada generador serían de precio igual al coste marginal, por lo que la explotación basada en minimización de costes variables conducirá a los mismos resultados que un mercado perfectamente competitivo.
5. En relación con la producción hidráulica prevista en el escenario más probable se indica que las reservas hidroeléctricas totales a agosto de 2017, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran muy por debajo de la media (véase Gráfico I.10).

**Gráfico I.10. Evolución de las Reservas Hidroeléctricas Totales**

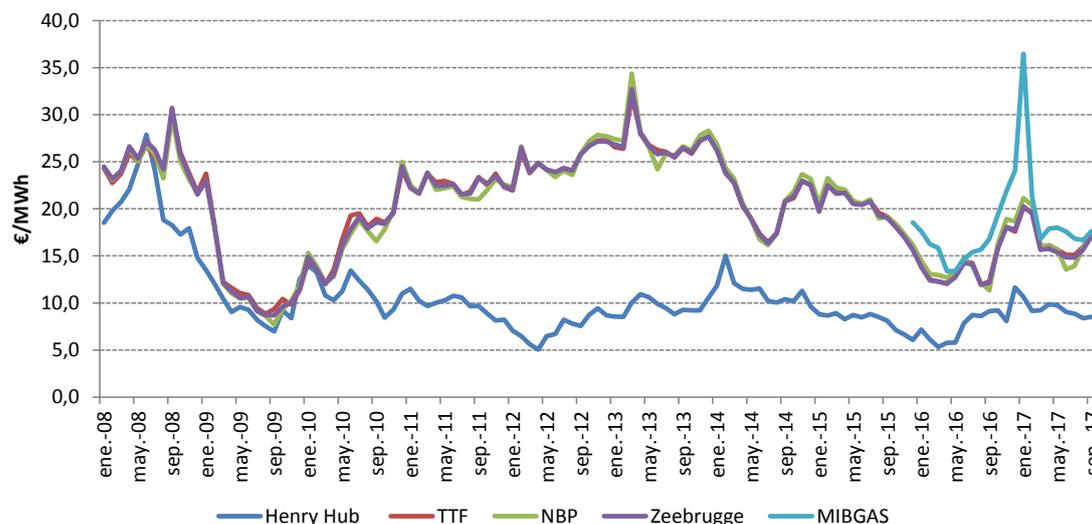


Fuente: REE, Boletín mensual agosto 2017

Cabe señalar que la producción hidroeléctrica considerada en el escenario de más probable (el cual considera una hidraulicidad media) es un 66% superior a la registrada durante los últimos 12 meses a septiembre de 2017 (23.031 GWh).

6. En relación con los escenarios de precios considerados, se indica que los precios del gas natural en los mercados spot europeos se mantienen estables entre los 15 €/MWh y los 17 €/MWh, durante los últimos meses (véase Gráfico I.11).

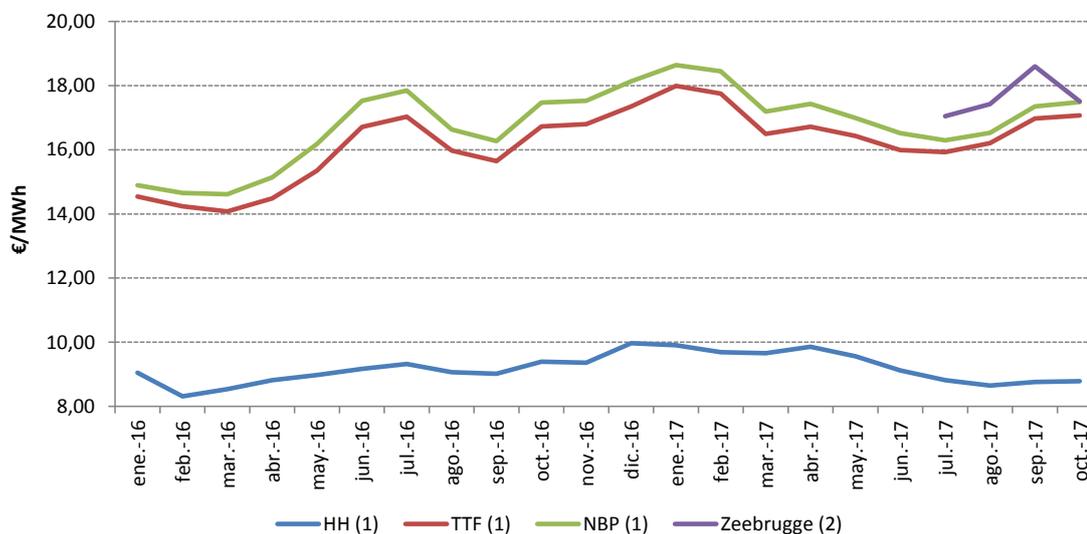
**Gráfico I.11. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales**



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNMC.

Por otra parte, la cotización de los contratos a plazo con entrega en 2018 en los mercados europeos se sitúan en el entorno de los 17 €/MWh, nivel de precios considerado en el escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (véase Gráfico I.12).

**Gráfico I.12. Evolución del promedio de las cotizaciones de los contratos con vencimiento en 2018**

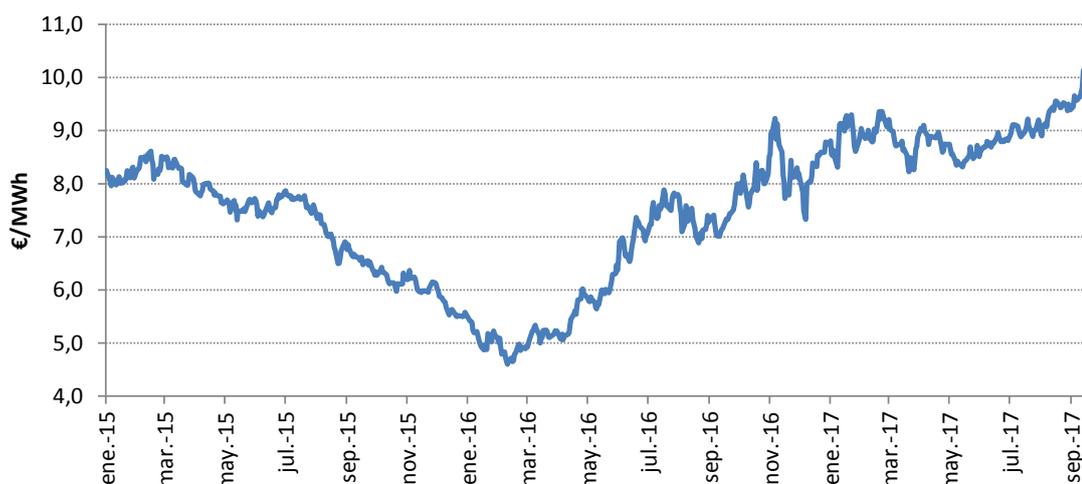


Fuentes: Platts y CNMC.

- (1) Promedio de los contratos mensuales con vencimiento en 2018.
- (2) Promedio de los contratos trimestrales con vencimiento en 2018. 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 2018 muestra una tendencia creciente desde febrero de 2016, situándose en precios cercanos a 10 €/MWh, ligeramente superior al contemplado en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (9 €/MWh) (véase Gráfico I.13).

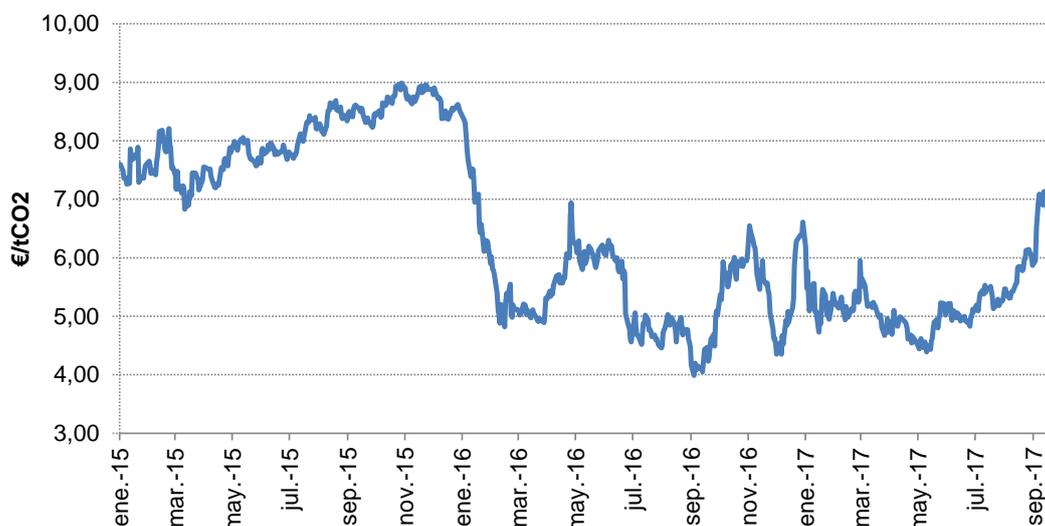
**Gráfico I.13. Evolución de los precios del carbón (futuros EEX ARA, €/t)**  
Periodo 1 de enero de 2015- 29 de septiembre de 2017



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Por último, respecto del precio de referencia del CO<sub>2</sub> implícito en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (6 €/t CO<sub>2</sub>) se indica que es ligeramente inferior al valor esperado para 2018, teniendo la cotización del contrato EUA Dic-18 (véase Gráfico I.14).

**Gráfico I.14. Evolución de la cotización de los derechos de emisión de CO2 (EUA Dec-18). Periodo 1 de enero de 2015- 30 de septiembre de 2017**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ICE

Finalmente, se indica que según la información remitida por las empresas distribuidoras, la demanda de los ciclos combinados durante el ejercicio 2018 alcanzaría **56,9 TWh**.

Teniendo en cuenta las observaciones formuladas anteriormente, se ha considerado una demanda destinada a la generación eléctrica en el sistema peninsular para 2018 de **65,8 TWh**, escenario superior tanto al considerado en el informe conjunto del OS y del GTS (54,6) como al previsto por el GTS (60,6 TWh) y coherente con la cobertura de la demanda para el ejercicio 2018 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 2018”. La cobertura de la demanda en b.c. prevista para 2018 resulta de considerar:

- Una producción hidráulica caracterizada por una primera parte con reservas hidroeléctricas totales inferiores a la media y una segunda parte del año con reservas similares al promedio estadístico.
- La producción renovable prevista por la CNMC para 2018.
- La producción de las centrales nucleares, el consumo de los bombeos y el sado físico internacional para 2018 se corresponde con la previsión del OS.
- La producción de las centrales de carbón prevista para 2018 se ha estimada por la CNMC teniendo en cuenta impacto de la Directiva de emisiones industriales.

- Como mejor previsión de la energía transitada a través del enlace entre península y baleares se ha considerado la registrada durante los últimos 12 meses a agosto de 2017.

#### *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 2018 una demanda de gas en el Sistema Balear de **3,8 TWh**.

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 2018. Según dicha información, la producción con tecnología cuyo combustible es el gas natural ascenderá a 972,0 GWh, un 31% inferior a la considerada por el OS y que, suponiendo un factor de eficiencia del 27%<sup>29</sup>, implicaría una demanda de gas en el sistema balear de **3,6 TWh**.

Por último, las empresas gasistas estiman una demanda de gas de la generación eléctrica balear de **2,3 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 (sep 2016-ago 2017) ha sido de **2.7 TWh**.

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 **3,2 TWh** en 2018, 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 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 2018*”.

#### *Demanda destinada a la generación eléctrica a nivel nacional*

En el Cuadro I.16 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 en su escenario central, la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras y la prevista por la CNMC. La demanda destinada

---

<sup>29</sup> Factor registrado en los últimos doce meses a agosto de 2017.

a la generación de electricidad prevista por la CNMC para el ejercicio 2018 ascendería a **65,2 TWh**, un 0,7% inferior a la prevista por el GTS (**65,7 TWh**), y un 42% superior al escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (**45,9 TWh**).

**Cuadro I.16. Previsión de demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica. Resumen de escenarios del GTS y del OS para 2018 (TWh).**

		Peninsular	Baleares	Nacional
GTS (Precio spot gas 16-18 €/MWh €/MWh)		62,7	3,0	<b>65,7</b>
OS	Precio spot gas 12 €/MWh	112,4	3,8	<b>116,2</b>
	Precio spot gas 16-18 €/MWh	42,1	3,8	<b>45,9</b>
	Precio spot gas 25 €/MWh	26,2	3,8	<b>29,9</b>
Empresas		57,1	2,3	<b>59,4</b>
<b>CNMC</b>		<b>62,0</b>	<b>3,2</b>	<b>65,2</b>

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

#### Caudal contratado por las centrales de generación eléctrica

En el Cuadro I.17 se muestra la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica del GTS y de las empresas gasistas para el ejercicio 2018. Según dicha información, el GTS estima que el caudal contratado promedio se reducirá un 3,9% respecto del caudal previsto para el cierre del ejercicio 2017, mientras que las empresas estiman que el caudal contratado promedio del ejercicio 2018 se reducirá un 3,5% sobre el previsto para el cierre de 2017, explicado, en ambos casos, por la contracción del caudal de los consumidores conectados en redes de presión de más de 60 bar situadas en territorios peninsulares.

**Cuadro I.17. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por las empresas transportistas y distribuidoras para 2018**

GTS	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2016 (SIFCO)	Previsión de cierre 2017	Previsión 2018	2017 sobre 2016	2018 sobre 2017
<b>Peninsular</b>	<b>294.012.386</b>	<b>238.702.799</b>	<b>226.787.698</b>	<b>-18,8%</b>	<b>-5,0%</b>
<i>P &gt; 60 bar</i>	262.141.233	222.846.516	211.070.128	-15,0%	-5,3%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	31.603.666	-	-	-100,0%	
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	267.487	15.856.282	15.717.570	5827,9%	-0,9%
<b>Extrapeninsular</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<i>P &gt; 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>359.953.986</b>	<b>304.644.399</b>	<b>292.729.298</b>	<b>-15,4%</b>	<b>-3,9%</b>

Empresas	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2016 (SIFCO)	Previsión de cierre 2017	Previsión 2018	2017 sobre 2016	2018 sobre 2017
<b>Peninsular</b>	<b>294.012.386</b>	<b>274.475.222</b>	<b>262.623.207</b>	<b>-6,6%</b>	<b>-4,3%</b>
<i>P &gt; 60 bar</i>	262.141.233	258.618.940	246.905.637	-1,3%	-4,5%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	31.603.666	15.138.712	15.000.000	-52,1%	-0,9%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	267.487	717.570	717.570	168,3%	0,0%
<b>Extrapeninsular</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<i>P &gt; 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>359.953.986</b>	<b>340.416.822</b>	<b>328.564.807</b>	<b>-5,4%</b>	<b>-3,5%</b>

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

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre el funcionamiento de los ciclos combinados, la información proporcionada por el GTS y las empresas y, la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, se ha optado por mantener en 2018 el factor de carga previsto para el cierre de 2017 para las instalaciones de generación eléctrica peninsular, con la excepción de las instalaciones de generación conectadas a presión entre 16 y 60 bar para las cuales se ha mantenido el caudal previsto para 2017. Para las instalaciones de generación eléctrica situadas en territorios no peninsulares se

ha considerado, como mejor previsión, el caudal previsto para el cierre de 2017 (véase Cuadro I.18).

**Cuadro I.18. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por la CNMC para 2017**

	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2016 (SIFCO)	Previsión de cierre 2017	Previsión 2018	2017 sobre 2016	2018 sobre 2017
<b>Peninsular</b>	<b>294.012.386</b>	<b>296.150.757</b>	<b>280.224.338</b>	<b>0,7%</b>	<b>-5,4%</b>
<i>P &gt; 60 bar</i>	262.141.233	280.420.116	264.516.270	7,0%	-5,7%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	31.603.666	15.332.632	15.332.632	-51,5%	0,0%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	267.487	398.009	375.437	48,8%	-5,7%
<b>Extrapeninsular</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>65.941.600</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<i>P &gt; 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>359.953.986</b>	<b>362.092.357</b>	<b>346.165.938</b>	<b>0,6%</b>	<b>-4,4%</b>

Fuente: CNMC

## 2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.19 se compara la previsión para 2018 de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS y de las empresas gasistas. Se observa que tanto el GTS como las empresas distribuidoras y transportistas estiman que la demanda se incrementará en 2018 (un 1,1% el GTS y un 1,9% las empresas transportistas y distribuidoras) sobre sus respectivas previsiones de cierre para 2017, motivado por el aumento de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar (un 1,6% el GTS y un 2,4% las empresas) y a presión inferior a 4 bar (un 1,9% el GTS y un 5,0% las empresas) y un ligero crecimiento o reducción del resto de niveles de presión.

**Cuadro I.19. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para 2018**

GTS	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año 2016 (SIFCO)	Previsión de cierre 2017	Previsión 2018	2017 sobre 2016	2018 sobre 2017
<i>P &gt; 60 bar</i>	67.982.280	72.847.941	74.014.423	7,2%	1,6%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	32.956.209	37.674.878	37.594.360	14,3%	-0,2%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	81.962.550	88.694.501	89.353.497	8,2%	0,7%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.770.065	63.341.392	64.564.000	-5,1%	1,9%
<b>TOTAL</b>	<b>249.671.104</b>	<b>262.558.712</b>	<b>265.526.280</b>	<b>5,2%</b>	<b>1,1%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.231.795	10.393.914	10.437.426	-7,5%	0,4%
<b>TOTAL</b>	<b>260.902.900</b>	<b>272.952.626</b>	<b>275.963.706</b>	<b>4,6%</b>	<b>1,1%</b>

Empresas	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año 2016 (SIFCO)	Previsión de cierre 2017	Previsión 2018	2017 sobre 2016	2018 sobre 2017
<i>P &gt; 60 bar</i>	67.982.280	70.141.326	71.819.766	3,2%	2,4%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	32.956.209	36.223.795	36.367.513	9,9%	0,4%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	81.962.550	87.028.059	86.377.294	6,2%	-0,7%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.770.065	68.436.693	71.875.055	2,5%	5,0%
<b>TOTAL</b>	<b>249.671.104</b>	<b>261.829.872</b>	<b>266.439.628</b>	<b>4,9%</b>	<b>1,8%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.231.795	8.461.339	8.992.208	-24,7%	6,3%
<b>TOTAL</b>	<b>260.902.900</b>	<b>270.291.211</b>	<b>275.431.836</b>	<b>3,6%</b>	<b>1,9%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

### *Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar*

Como se ha comentado anteriormente, dadas las diferentes características, se analiza de forma separada la evolución de los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución y los suministrados desde plantas satélite.

En el Cuadro I.20 se comparan las previsiones para el 2018 de la demanda del Grupo 3 remitida por el GTS y por las empresas gasistas de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución.

**Cuadro I.20. Previsión del GTS y de las empresas sobre el número de consumidores del grupo 3 y su demanda para 2018 de los consumidores conectados a la red de transporte y distribución.**

SIFCO	Previsión cierre 2017		Previsión 2018		Tasas de Variación sobre 2017	
	2016	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS

**A) Nº Clientes**

Grupo 3	7.570.596	7.587.098	7.660.698	7.647.712	7.809.091	0,8%	1,9%
3.1	4.501.293	4.493.823	4.537.298	4.526.187	4.621.477	0,7%	1,9%
3.2	2.998.869	3.021.049	3.050.489	3.048.469	3.113.035	0,9%	2,1%
3.3	23.587	24.286	24.511	24.603	25.113	1,3%	2,5%
3.4	46.572	47.660	48.100	48.157	49.147	1,0%	2,2%
3.5	275	280	300	296	320	5,8%	6,7%

**B) Energía (MWh)**

Grupo 3	65.928.501	62.513.956	67.522.573	63.601.720	70.763.865	1,7%	4,8%
3.1	10.856.887	10.276.569	11.171.628	10.069.163	11.096.715	-2,0%	-0,7%
3.2	26.745.837	25.858.343	27.885.111	26.195.012	29.074.000	1,3%	4,3%
3.3	1.585.437	1.577.906	1.703.020	1.620.804	1.791.706	2,7%	5,2%
3.4	22.139.160	20.457.797	22.036.783	21.230.656	23.756.820	3,8%	7,8%
3.5	4.601.180	4.343.341	4.726.030	4.486.085	5.044.624	3,3%	6,7%

**C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)**

Grupo 3	8.708	8.240	8.814	8.316	9.062	0,9%	2,8%
3.1	2.412	2.287	2.462	2.225	2.401	-2,7%	-2,5%
3.2	8.919	8.559	9.141	8.593	9.339	0,4%	2,2%
3.3	67.216	64.972	69.480	65.879	71.346	1,4%	2,7%
3.4	475.380	429.241	458.147	440.864	483.386	2,7%	5,5%
3.5	16.724.807	15.515.251	15.779.734	15.145.695	15.789.119	-2,4%	0,1%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

El GTS estima que el número de clientes se incrementará un 0,8% (60.614 clientes), mientras que las empresas estiman que se incrementará un 1,9% (148.394 clientes), en ambos casos respecto de sus cierres previstos para 2017.

Asimismo, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se incrementará en 2018 un 1,7%, mientras que las empresas distribuidoras estiman que se incrementará un 4,8% sobre la demanda prevista para el cierre de 2017. Ambos agentes, estiman que se reducirá la demanda de los consumidores acogidos al peaje 3.1 y se incrementará la demanda de los consumidores acogidos al resto de peajes.

Al comparar los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que (i) con carácter general, ambos estiman una reducción del tamaño medio de los consumidores acogidos al peaje 3.1 y un aumento del tamaño medio de los consumidores acogidos al resto de peajes respecto de los previstos para el cierre de 2017, (ii) los tamaños medios previstos por las empresas distribuidoras son entre un 8% y 10% superiores a los previstos por el GTS y (iii) mientras que el GTS estima que los tamaños medios previstos para 2018 son inferiores a los registrados en 2016 (último año cerrado), las empresas estiman para 2018 tamaños medios superiores a los registrados en 2016 para los peajes 3.2 a 3.4 e inferiores para los peajes 3.1 y 3.5.

En el Gráfico I.15 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución registrados entre 2011 y 2016 y previstos para el cierre de 2017 y 2018 por las empresas distribuidoras y el GTS. Se observa que, con carácter general, las empresas distribuidoras estiman tamaños medios alineados con los máximos registrados en el periodo 2011-2016, con la excepción del peaje 3.5. Por el contrario, el GTS estima, con carácter general, que los tamaños medios se situarán entre los registrados en 2014 y 2015, años con los tamaños medios inferiores de la serie considerada.

**Gráfico I.15. Tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2013 y 2016 y, previstos para el cierre de 2017 y 2018 por las empresas distribuidoras y el GTS para los consumidores conectados a la red de transporte-distribución.**



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

En el Cuadro I.21 se comparan las previsiones para el 2018 de la demanda del grupo 3 remitida por el GTS y por las empresas gasistas de los consumidores conectados a plantas satélites.

En relación con la previsión de los consumidores conectados a plantas satélite, el GTS espera un aumento del número de consumidores para 2018 del 9,5 % (11.054 clientes) respecto de su previsión para el cierre de 2017, mientras que las empresas distribuidoras estiman que el número de consumidores se incrementará un 10,8% (12.693 clientes).

Asimismo, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 16,3%, mientras que las empresas distribuidoras estiman que se incrementara un 21,6%, en ambos casos, consecuencia de un incremento de la demanda de todos los peajes.

Al comparar los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que (i) los tamaños previstos por las empresas son entre un 9% y 13% superiores a los previstos por el GTS y (ii) los tamaños medios previstos por ambos agentes para el año 2018 son superiores a los previstos para el cierre de 2017, con la excepción del peaje 3.3 y del peaje 3.5 en el caso del GTS.

**Cuadro I.21. Previsión del GTS y de las empresas sobre el número de consumidores del grupo 3 y su demanda para 2018 de los consumidores conectados a plantas satélites.**

SIFCO	Previsión cierre 2017		Previsión 2018		Tasas de Variación sobre 2017	
	2016	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS

**A) Nº Clientes**

Grupo 3	103.475	116.534	117.659	127.588	130.352	9,5%	10,8%
3.1	71.706	79.127	79.850	85.652	87.466	8,2%	9,5%
3.2	30.950	36.514	36.852	40.885	41.752	12,0%	13,3%
3.3	271	296	309	338	355	14,0%	14,9%
3.4	540	590	641	706	771	19,7%	20,3%
3.5	8	7	7	7	7	1,6%	2,9%

**B) Energía (MWh)**

Grupo 3	841.564	827.436	914.120	962.280	1.111.190	16,3%	21,6%
3.1	153.682	167.002	170.757	184.234	205.101	10,3%	20,1%
3.2	276.372	300.144	311.589	354.818	394.914	18,2%	26,7%
3.3	17.374	16.345	18.953	18.325	21.215	12,1%	11,9%
3.4	290.222	273.355	336.695	333.206	410.188	21,9%	21,8%
3.5	103.916	70.591	76.125	71.698	79.772	1,6%	4,8%

**C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)**

Grupo 3	8.133	7.100	7.769	7.542	8.525	6,2%	9,7%
3.1	2.143	2.111	2.138	2.151	2.345	1,9%	9,7%
3.2	8.930	8.220	8.455	8.678	9.459	5,6%	11,9%
3.3	64.031	55.200	61.309	54.265	59.736	-1,7%	-2,6%
3.4	537.689	463.139	525.579	471.747	532.101	1,9%	1,2%
3.5	13.336.819	10.176.652	10.874.974	10.170.070	11.079.476	-0,1%	1,9%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En el Gráfico I.15 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre 2011 y 2016 y previstos para el cierre de 2017 y 2018 por las empresas distribuidoras y el GTS para los consumidores conectados a plantas satélite.

Se observa que, según la previsión de las empresas distribuidoras, los tamaños medios de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 son superiores a los registrados entre 2011 y 2016, mientras que los considerados para los peajes 3.3 a 3.5 son inferiores.

Asimismo, según la previsión del GTS, el tamaño medio previsto acogidos a los peajes 3.3, 3.4 y 3.5 es inferior al tamaño medio registrado entre 2011 y 2016, mientras que el tamaño medio de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 están más alineados con los valores promedios de los últimos tres-cuatro años.

**Gráfico I.16. Tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a plantas satélites registrados entre 2011 y 2016 y previstos para el cierre de 2017 y 2018 por las empresas distribuidoras y el GTS de los consumidores abastecidos mediante plantas satélite**



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

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha optado por elaborar un escenario de previsión resultado de considerar las siguientes hipótesis:

En el caso de los consumidores conectados a las redes de transporte y distribución para 2018, se ha considerado como mejor previsión del número de clientes el resultado de aplicar a los clientes previstos para el cierre de 2017 la media móvil registrada a julio de 2017. Lo anterior implica que el número de clientes aumentará en 2018 un 0,85% (61.767 clientes), ligeramente por encima del incremento previsto por el GTS (0,8%, 60.614 clientes) e inferior al previsto por las empresas (1,9%, 148.394 clientes)

El volumen de demanda por peaje previsto para 2018 se corresponde con el producto del número de clientes por el promedio de los tamaños medios registrados en 2014, 2015 y 2016.

En consecuencia, se estima que la demanda de los consumidores conectados las redes de transporte y distribución aumentará un 1,9%, incremento superior al previsto por el GTS (1,7%) e inferior al previsto por las empresas distribuidoras (4,8%).

En el caso de los consumidores conectados a plantas satélite para 2018, se ha considerado el número de clientes el previsto por las empresas distribuidoras con la excepción del peaje 3.4 para el cual se ha supuesto un crecimiento similar al previsto para el peaje 3.3.

Análogamente, el volumen previsto por peaje se corresponde con el producto del número de consumidores por el promedio de los tamaños medios registrados en 2014, 2015 y 2016.

Como resultado, se estima que la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite se incrementará un 9,7% respecto de la previsión de cierre del ejercicio 2017, por debajo de la previsión del GTS (16,3%) y de las empresas distribuidoras (21,6%).

Finalmente, según las previsiones de la CNMC se estima en 7.826.193 el número de consumidores del grupo 3 para 2018, un 1,0% (74.103 clientes) al previsto para el cierre de 2017, cuya demanda se estima en 67.350 GWh, un 2,1% superior a la prevista para el cierre de 2017 (véase el Cuadro I.22).

**Cuadro I.22. Previsión de la CNMC del número de clientes del Grupo 3 y su consumo para 2018**

Peaje	Volumen (MWh)	Año 2016		Previsión cierre 2017		Previsión 2018		% variación 2018 sobre 2017	
		Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
<b>I. Conectada a Plantas Satélite</b>									
3.1	<5	153.682	71.706	183.616	82.011	183.660	87.466	0,0%	6,7%
3.2	<50	276.372	30.950	334.168	38.356	359.178	41.752	7,5%	8,9%
3.3	<100	17.374	271	20.491	330	24.629	355	20,2%	7,5%
3.4	100 < C ≤ 8.000	290.222	540	314.100	569	361.983	612	15,2%	7,4%
3.5	>8.000	103.916	8	109.889	5	126.514	7	15,1%	35,5%
<b>TOTAL</b>		<b>841.564</b>	<b>103.475</b>	<b>962.263</b>	<b>121.271</b>	<b>1.055.963</b>	<b>130.192</b>	<b>9,7%</b>	<b>7,4%</b>
<b>II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución</b>									
3.1	<5	10.856.887	4.501.293	11.139.761	4.576.460	10.613.051	4.593.744	-4,7%	0,4%
3.2	<50	26.745.837	2.998.869	25.758.879	2.981.144	26.063.256	3.025.627	1,2%	1,5%
3.3	<100	1.585.437	23.587	1.591.571	24.752	1.656.385	25.766	4,1%	4,1%
3.4	100 < C ≤ 8.000	22.139.160	46.572	21.830.006	48.180	23.271.384	50.573	6,6%	5,0%
3.5	>8.000	4.601.180	275	4.709.896	282	4.690.251	290	-0,4%	2,9%
<b>TOTAL</b>		<b>65.928.501</b>	<b>7.570.596</b>	<b>65.030.113</b>	<b>7.630.818</b>	<b>66.294.327</b>	<b>7.696.001</b>	<b>1,9%</b>	<b>0,9%</b>
<b>III. Total</b>									
3.1	<5	11.010.569	4.572.999	11.323.377	4.658.471	10.796.711	4.681.210	-4,7%	0,5%
3.2	<50	27.022.208	3.029.819	26.093.048	3.019.500	26.422.434	3.067.380	1,3%	1,6%
3.3	<100	1.602.811	23.859	1.612.062	25.082	1.681.014	26.121	4,3%	4,1%
3.4	100 < C ≤ 8.000	22.429.381	47.111	22.144.105	48.750	23.633.367	51.185	6,7%	5,0%
3.5	>8.000	4.705.096	283	4.819.784	287	4.816.765	297	-0,1%	3,5%
<b>TOTAL</b>		<b>66.770.065</b>	<b>7.674.071</b>	<b>65.992.376</b>	<b>7.752.090</b>	<b>67.350.291</b>	<b>7.826.193</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,0%</b>

Fuente: CNMC.

**Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar**

En el Cuadro I.23 se resumen las previsiones del GTS y de las empresas transportistas y distribuidoras 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 2018.

**Cuadro I.23. Previsión del GTS y de las Empresas de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para 2018**

GTS	Prevision 2018			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2017 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	74.014.423	86	352.238.692	1,6%	0,0%	0,9%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	37.594.360	152	154.949.500	-0,2%	0,0%	0,9%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	89.353.497	3.249	448.240.680	0,7%	0,2%	0,9%
<b>TOTAL</b>	<b>200.962.280</b>	<b>3.487</b>	<b>955.428.873</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,9%</b>

Empresas	Prevision 2018			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2017 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	71.819.766	86	239.724.702	2,4%	0,0%	0,9%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	36.367.513	152	121.113.226	0,4%	0,0%	-0,3%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	86.377.294	3.583	362.607.248	-0,7%	0,1%	1,1%
<b>TOTAL</b>	<b>194.564.573</b>	<b>3.821</b>	<b>723.445.175</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,8%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En relación con las previsiones de la demanda, el GTS estima que la demanda de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar aumentará en 2018 un 0,9% respecto de su previsión para el cierre del ejercicio 2017, consecuencia del incremento de la demanda de los consumidores conectados a las redes de presión superior a 60 bar (+1,6%) y entre 4 y 16 bar (+0,7%), parcialmente compensado por la reducción de la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar (-0,2%).

Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de este tipo de consumidores aumentará un 0,6% en 2018 respecto de las previstas para el cierre de 2017, considerando, un incremento de la demanda de los consumidores conectados a las redes de presión superior a 60 bar (+2,4%) y entre 16 y 60 bar (+0,4%) y una reducción de la demanda de los consumidores conectados a las redes de entre 4 y 16 bar (-0,7%).

Nótese que ambos agentes estiman que en 2018 se producirá una desaceleración de la demanda de estos consumidores. En particular, el GTS prevé un aumento de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar del 0,9% frente al 8,9% previsto para el cierre de 2017 y las empresas transportistas y distribuidoras del 0,6% frente al 5,7% previsto para el cierre del ejercicio 2017.

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada<sup>30</sup>, cabe señalar que si bien en términos agregados tanto el GTS como las empresas prevé un aumento similar, los incrementos previstos por grupos de presión son muy diferentes. En particular, el GTS estima un incremento de la capacidad contratada para el ejercicio 2018 del 0,9%, con incrementos similares en todos los niveles de presión (entre 0,89% y 0,92%). Por su parte, las empresas transportistas estiman un incremento de la capacidad contratada para el ejercicio 2018 del 0,8%, con incrementos de la capacidad contratada de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar y conectados a presión de entre 4 y 16 bar del 0,9% y del 1,1%, respectivamente, y una reducción del 0,3% de la capacidad contratada de los consumidores conectados a presión de entre 16 y 60 bar.

A la hora de valorar dichas previsiones, se debe tener en cuenta que para el año 2018 el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 2,4% y el 2,5% (Banco de España 2,5%; CE 2,4%, FMI 2,5% y OCDE 2,4%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno se espera que en 2018 el PIB aumente un 2,3% respecto del 2017.

Por lo tanto, atendiendo al menor crecimiento de la economía previsto para 2018, a la evolución de la demanda registrada durante los últimos 12 meses y su composición y tomando en consideración los escenarios remitidos por ambos agentes, se ha optado por un escenario más moderado al previsto por el GTS y por las empresas.

En particular, se estima que la demanda de los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar y la de los consumidores conectados a las redes de entre 4 y 16 bar aumentarán un 0,5%, mientras que la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar se mantendrá.

---

<sup>30</sup> La capacidad contratada prevista por el GTS es superior a la prevista por las empresas porque no incluye las correcciones solicitadas por la CNMC a las empresas transportistas y distribuidoras.

En relación con la capacidad contratada prevista para 2018, se ha considerado la misma capacidad contratada prevista para el ejercicio 2017 por la CNMC, con la excepción del peaje 1.1, para el que se ha considerado el resultante de considerar el factor de carga registrado entre agosto de 2016 y julio de 2017.

*Previsión demanda convencional para 2018*

En el Cuadro I.24 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 2018 aumentará un 0,8% sobre el cierre previsto para 2017 inferior tanto al incremento previsto por el GTS (1,1%) como al previsto por las empresas transportistas y distribuidoras (1,9%).

**Cuadro I.24. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para 2018 <sup>(1)</sup>.**

GTS	Prevision 2018			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2017 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	74.014.423	86	352.238.692	1,6%	0,0%	0,9%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	37.594.360	152	154.949.500	-0,2%	0,0%	0,9%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	89.353.497	3.249	448.240.680	0,7%	0,2%	0,9%
<i>P ≤ 4 bar</i>	64.564.000	7.775.300	30.377.442	1,9%	0,9%	7,1%
<b>TOTAL</b>	<b>265.526.280</b>	<b>7.778.787</b>	<b>985.806.314</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,1%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.437.426			0,4%		
<b>TOTAL</b>	<b>275.963.706</b>	<b>7.778.787</b>	<b>985.806.314</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,1%</b>

Empresas	Prevision 2018			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2017 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	71.819.766	86	239.724.702	2,4%	0,0%	0,9%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	36.367.513	152	121.113.226	0,4%	0,0%	-0,3%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	86.377.294	3.583	362.607.248	-0,7%	0,1%	1,1%
<i>P ≤ 4 bar</i>	71.875.055	7.939.443	26.614.327	5,0%	2,1%	7,6%
<b>TOTAL</b>	<b>266.439.628</b>	<b>7.943.264</b>	<b>750.059.502</b>	<b>1,8%</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,0%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	8.992.208			6,3%		
<b>TOTAL</b>	<b>275.431.836</b>	<b>7.943.264</b>	<b>750.059.502</b>	<b>1,9%</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,0%</b>

CNMC	Prevision 2018			Tasa de variación sobre previsión de cierre de 2017 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P &gt; 60 bar</i>	70.126.968	86	228.893.847	0,5%	2,7%	0,0%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	33.927.469	152	117.629.421	0,0%	2,2%	0,0%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	89.796.890	3.582	350.095.506	0,5%	0,1%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	67.350.291	7.826.193	23.668.783	2,1%	1,0%	0,1%
<b>TOTAL</b>	<b>261.201.618</b>	<b>7.830.013</b>	<b>720.287.557</b>	<b>0,8%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,0%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	12.008.177			0,4%		
<b>TOTAL</b>	<b>273.209.795</b>	<b>7.830.013</b>	<b>720.287.557</b>	<b>0,8%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,0%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

### **2.3. Previsión demanda interrumpible**

El GTS estima que la capacidad contratada interrumpible será de 537 MWh/día, mientras que las empresas distribuidoras y transportistas estiman que será de 495 MWh/día.

En relación con la previsión de la demanda interrumpible, se ha considerado que el consumidor al que se le ha asignado capacidad interrumpible para el periodo octubre 2017-septiembre 2018, tal y como se ha señalado en el punto 1.3 del presente anexo, continuará acogido a las tarifas interrumpibles en el año 2018, dado que la entrada en funcionamiento de los gasoductos asociados es posterior a dicho ejercicio.

En consecuencia, se estima que durante 2018 habrá un consumidor acogido a peaje interrumpible con una capacidad contratada de 650 MW/día y un consumo de 149,7 GWh, estimado teniendo en cuenta la información individual disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Se indica que las variables de facturación interrumpibles previstas para 2018 se han descontado de los peajes firmes asociados para dicho año.

### **2.4. Demanda nacional**

En el Cuadro I.25 se muestra la demanda nacional prevista para el año 2018 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 reducirá en 2018 un 0,4%, consecuencia de una reducción de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar del 2,2%, del 0,4% para los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar, parcialmente compensado por un incremento del 0,5% de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión de entre 4 y 16 bar y del 2,1% para los consumidores conectados a redes de presión de menos de 4 bar.

**Cuadro I.25. Escenario de demanda prevista para 2018**

	GWh			Tasa de variación (%)	
	Año 2016 (SIFCO)	Previsión de cierre 2017	Previsión 2018	% variación 2017 sobre 2016	% variación 2018 sobre 2017
<i>P &gt; 60 bar</i>	124.848.470	135.544.479	132.551.582	8,6%	-2,2%
<i>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</i>	35.729.610	36.732.011	36.572.954	2,8%	-0,4%
<i>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</i>	82.069.425	89.490.718	89.928.797	9,0%	0,5%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.770.065	65.992.376	67.350.291	-1,2%	2,1%
<b>TOTAL</b>	<b>309.417.571</b>	<b>327.759.585</b>	<b>326.403.623</b>	<b>5,9%</b>	<b>-0,4%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.231.795	11.958.690	12.008.177	6,5%	0,4%
<b>TOTAL</b>	<b>320.649.366</b>	<b>339.718.274</b>	<b>338.411.800</b>	<b>5,9%</b>	<b>-0,4%</b>

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

En el Cuadro I.26 se muestra el escenario de demanda previsto para el ejercicio 2016 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor.

**Cuadro I.26. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el 2018 desagregado por peaje de acceso y tipo de consumidor**

Prestión		Año 2018														
		Generación Eléctrica Peninsular			Generación Eléctrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL		
		Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)
		MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<b>TOTAL GRUPO 1</b>		59.268.792	37	264.516.270	3.155.822	3	65.941.600	0	0	0	64.692.450	84	208.793.847	127.117.064	124	539.251.717
P>60 bares	<b>GRUPO 1</b>	59.268.792	37	264.516.270	3.155.822	3	65.941.600	0	0	0	64.692.450	84	208.793.847	127.117.064	124	539.251.717
	1.1	<200.000	220.546	25	5.578.372	0	0	0	0	1.654.571	34	7.609.004	1.875.117	59	13.187.376	
	1.2	<1.000.000	3.206.090	4	12.954.094	1.125.651	1	53.841.600	0	0	13.855.521	29	52.643.037	18.187.261	34	119.438.371
	1.3	>1.000.000	55.842.156	7	245.983.804	2.030.171	2	12.100.000	0	0	49.182.359	21	148.541.806	107.054.686	31	406.625.610
<b>TOTAL GRUPO 2</b>		2.777.391	3	15.708.068	0	0	0	0	0	123.574.623	3.734	467.074.927	126.352.015	3.737	482.782.995	
16<P<60 bares	<b>GRUPO 2</b>	2.645.484	1	15.332.632	0	0	0	0	0	33.927.469	152	117.629.421	36.572.954	153	132.962.052	
	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	0	16.808	9	96.232	16.808	9	96.232	
	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	99.079	33	357.617	99.079	33	357.617	
	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	0	499.139	39	2.863.278	499.139	39	2.863.278	
	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	1.148.168	22	5.312.857	1.148.168	22	5.312.857	
	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	8.775.143	32	29.479.570	8.775.143	32	29.479.570	
2.6	>500.000	2.645.484	1	15.332.632	0	0	0	0	23.389.131	17	79.519.867	26.034.616	18	94.852.498		
4<P<16 bares	<b>GRUPO 2</b>	131.907	2	375.437	0	0	0	0	0	89.647.154	3.582	349.445.506	89.779.061	3.584	349.820.943	
	2.1	<500	16	5.102	0	0	0	0	0	148.884	683	888.530	148.899	683	893.632	
	2.2	<5.000	3.530	1	132.190	0	0	0	0	2.984.938	1.331	10.762.914	2.988.468	1.332	10.895.103	
	2.3	<30.000	5.361	0	11.907	0	0	0	0	12.875.643	997	67.046.021	12.881.004	997	67.057.928	
	2.4	<100.000	22.163	0	41.854	0	0	0	0	19.406.896	358	83.379.716	19.429.060	358	83.421.570	
	2.5	<500.000	58.547	0	99.515	0	0	0	0	42.386.457	199	151.074.805	42.445.004	199	151.174.319	
2.6	>500.000	42.290	0	84.868	0	0	0	0	11.844.336	15	36.293.521	11.886.626	15	36.378.390		
<b>TOTAL INTERRUPTIBLES</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	149.736	1	650.000	149.736	1	650.000	
P>60 bares	<b>GRUPO A</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	149.736	1	650.000	149.736	1	650.000	
	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<60 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	149.736	1	650.000	149.736	1	650.000	
4<P<16 bares	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.5	100>=C>30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.6	100>=C>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL TARIFA/ PEAJE 3.x</b>		0	0	0	0	0	1.055.963	130.192	615.126	66.294.327	7.696.001	23.053.657	67.350.291	7.826.193	23.668.783	
P<4 bar (3)	<b>GRUPO 3</b>	0	0	0	0	0	1.055.963	130.192	615.126	66.294.327	7.696.001	23.053.657	67.350.291	7.826.193	23.668.783	
	3.1	<5	0	0	0	0	183.660	87.466	0	10.613.051	4.593.744	0	10.796.711	4.681.210	0	
	3.2	<50	0	0	0	0	359.178	41.752	0	26.063.256	3.025.627	0	26.422.434	3.067.380	0	
	3.3	<100	0	0	0	0	24.629	355	0	1.656.385	25.766	0	1.681.014	26.121	0	
	3.4	100 < C <= 30.000	0	0	0	0	361.963	612	0	23.271.384	50.573	0	23.633.367	51.185	0	
3.5 (4)	>30.000	0	0	0	0	126.514	7	615.126	4.690.251	290	23.053.657	4.816.765	297	23.668.783		
<b>PEAJE DE MATERIA PRIMA</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	5.434.518	2	20.100.000	5.434.518	2	20.100.000	
P < 60 bar		0	0	0	0	0	0	0	0	5.434.518	2	20.100.000	5.434.518	2	20.100.000	
16<P<60 bares		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<16 bares		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Suministro GNL Directo a cliente final (5)</b>		0	0	0	0	0	12.008.177	0	0	0	0	0	12.008.177	0	0	
<b>TOTAL GAS DE EMISION</b>		62.046.183	40	280.224.338	3.155.822	3	65.941.600	13.064.140	130.192	615.126	260.145.655	7.699.821	719.672.431	338.411.800	7.830.056	1.066.453.494

Fuente: CNMC

## 2.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro I.27 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre de 2017 y 2018 remitidas por el GTS y las empresas transportistas<sup>31</sup>. Se observa que el GTS estima que el volumen de exportaciones se incrementará un 21% en 2018 respecto de su previsión de cierre, mientras que las empresas estiman que se incrementarán un 1% respecto de su previsión de cierre de 2017.

A la fecha de realización del presente informe están pendiente de celebrar subastas de capacidad en las interconexiones con entrega en 2018<sup>32</sup>, aspecto que dificulta la realización de la previsión de exportaciones para dicho ejercicio.

En consecuencia, se ha considerado como mejor previsión para 2018 de las exportaciones a Francia la prevista por el GTS, mientras que la previsión de exportación a Portugal se ha estimado aplicado la tasa de variación prevista por el GTS al volumen previsto para el cierre de 2017.

Como mejor previsión de la capacidad contratada, se ha considerado para la interconexión con Francia la misma que la prevista para el cierre de 2017 y para la interconexión con Portugal la capacidad contratada prevista por las empresas transportistas.

---

<sup>31</sup> Se indica que las previsiones excluyen el gas asociado al antiguo contrato de Tránsito, dado que los ingresos asociados a dicho contrato no se incluyen en las liquidaciones del sistema.

<sup>32</sup> Véase

[http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte\\_de\\_gas/CapacidadCoordinadaIntraeuropea/PuntoSInterconexionFranciaEspana](http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/CapacidadCoordinadaIntraeuropea/PuntoSInterconexionFranciaEspana)

**Cuadro I.27. Previsión del GTS y de las empresas transportista de exportaciones para el año 2018 (MWh)**

GTS	Previsión cierre 2017	Previsión 2018	Tasa de variación	
			2017 sobre 2016	2018 sobre 2017
<i>Francia</i>	996.307	3.407.822	-84,9%	242,0%
<i>Portugal</i>	9.885.790	9.730.976	-10,2%	-1,6%
<b>TOTAL</b>	<b>10.882.097</b>	<b>13.138.799</b>	<b>-38,1%</b>	<b>20,7%</b>

Empresas	Previsión cierre 2017	Previsión 2018	Tasa de variación	
			2017 sobre 2016	2018 sobre 2017
<i>Francia</i>	4.953.413	9.285.692	-24,7%	87,5%
<i>Portugal</i>	9.193.754	5.002.947	-16,5%	-45,6%
<b>TOTAL</b>	<b>14.147.167</b>	<b>14.288.638</b>	<b>-19,6%</b>	<b>1,0%</b>

Fuente: GTS, Empresas Distribuidoras y CNMC.

Nota: La previsión del GTS incluye el gas destinado al Tránsito por lo que, para calcular el volumen correspondiente al ejercicio 2017 se ha aplicado la tasa de variación prevista para 2017 al volumen de exportaciones registrado en 2016 de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, de forma similar, el volumen correspondiente al ejercicio 2018 se ha calculado aplicando al volumen anterior la tasa de variación prevista para dicho ejercicio.

### 3. Previsiones de las necesidades de regasificación, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema para el cierre de 2017 y 2018

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre de 2017 y para 2018 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad de entrada al sistema, considerando las siguientes hipótesis.

#### – Almacenamientos subterráneos

La previsión de la capacidad contratada en los almacenamientos subterráneos tiene en cuenta los productos establecidos la Orden ETU/1977/2016 (productos de capacidad con horizonte anual, trimestral, mensual y diario) y el procedimiento de asignación de los mismos y se ha estimado teniendo en cuenta las siguientes hipótesis:

- Las capacidades contratadas para el ejercicio 2017 son el resultado de considerar tanto las asignaciones directas como las subastas de capacidad correspondientes al ejercicio 2017. No obstante, a la fecha de elaboración del presente informe no se ha procedido a subastar la capacidad firme mensual correspondiente al mes de diciembre de 2017, por lo que se ha supuesto que en dicho mes se asigna la misma cantidad que la correspondiente al mes anterior.
- Para el ejercicio 2018, la capacidad a contratar correspondiente a los productos anual, trimestral y diaria, se ha calculado como resultado de un proceso de optimización suponiendo (i) que la capacidad la contrata un único agente, (ii) que dicho agente mediante la utilización de los distintos tipos de contrato minimiza el pago de los cánones de AA.SS y (iii) un perfil de utilización de los AA.SS similar al registrado en 2016. No obstante, como capacidad contratada para el producto anual en el periodo enero – marzo se han considerado las capacidades anuales asignadas.
- No se ha considerado para ningún de los dos ejercicios contratación de productos de horizonte intradiario, ni interrumpibles.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que la capacidad contratada promedio en 2018 será de 24.630 MWh, esto es un 5,2% inferior a la prevista por el GTS para dicho periodo, de la que un 9,3% se contrate mediante contrato de duración inferior a un año.

**Cuadro I.28. Capacidades de AA.SS asignadas previstas para 2017 y 2018**

Año 2017						
MES	Capacidad contratada promedio (MWh)					Porcentaje de contratos de CP
	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Total	
Enero	21.774.469	0	0	0	21.774.469	0,0%
Febrero	21.738.497	0	0	0	21.738.497	0,0%
Marzo	21.738.499	0	0	0	21.738.499	0,0%
Abril	22.193.787	0	0	0	22.193.787	0,0%
Mayo	22.193.787	0	300	0	22.194.087	0,0%
Junio	22.193.787	0	400.300	0	22.594.087	1,8%
Julio	22.193.787	200.300	205.000	0	22.599.087	1,8%
Agosto	22.193.787	200.300	420.000	0	22.814.087	2,7%
Septiembre	22.193.787	200.300	860.000	0	23.254.087	4,6%
Octubre	22.193.787	1.250.350	1.700.000	0	25.144.137	11,7%
Noviembre	22.193.787	1.250.350	1.640.000	0	25.084.137	11,5%
Diciembre	22.193.787	1.250.350	1.640.000	0	25.084.137	11,5%
<b>Total</b>	<b>22.082.962</b>	<b>362.663</b>	<b>572.133</b>	<b>0</b>	<b>23.017.758</b>	<b>4,1%</b>

Año 2018						
MES	Capacidad contratada promedio (MWh)					Porcentaje de contratos de CP
	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Total	
Enero	22.193.787	300	50	72.583	22.266.720	0,3%
Febrero	22.193.787	300	50	0	22.194.137	0,0%
Marzo	22.193.787	300	49.905	0	22.243.993	0,2%
Abril	22.399.490	0	0	0	22.399.490	0,0%
Mayo	22.399.490	0	1.292.064	54.641	23.746.195	5,7%
Junio	22.399.490	0	2.624.197	46.700	25.070.388	10,7%
Julio	22.399.490	3.946.583	0	19.401	26.365.475	15,0%
Agosto	22.399.490	3.946.583	715.829	26.561	27.088.463	17,3%
Septiembre	22.399.490	3.946.583	1.482.293	37.523	27.865.889	19,6%
Octubre	22.399.490	1.357.598	3.284.580	26.608	27.068.277	17,2%
Noviembre	22.399.490	1.357.598	1.714.646	24.553	25.496.288	12,1%
Diciembre	22.399.490	1.357.598	0	9.590	23.766.678	5,8%
<b>Total</b>	<b>22.348.065</b>	<b>1.326.120</b>	<b>930.301</b>	<b>26.513</b>	<b>24.630.999</b>	<b>9,3%</b>

Fuente: GTS y CNMC.

Los volúmenes inyectados y extraídos para 2017 se corresponden con los previstos por el GTS, mientras que para el ejercicio 2018 se han calculado reduciendo la previsión del GTS para dicho periodo en la misma proporción que la reducción aplicada a la reserva de capacidad.

– Regasificación

La previsión del gas que se introduce en el sistema para los ejercicios 2017 y 2018, coherente con el escenario de demanda previsto por la CNMC para dichos años, se determina sumando a la demanda prevista para el cierre de 2017 y 2018, incrementada por las mermas correspondientes, las exportaciones, el saldo inyección-extracción de los almacenamientos subterráneos previsto para cada uno de los ejercicios y excluyendo la demanda prevista por los consumidores acogidos al peaje temporal de materia prima para el ejercicio, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria segunda de la Orden ETU/1977/2016<sup>33</sup>.

Esta demanda, excluida la correspondiente a las plantas satélites, se puede abastecer mediante GN o GNL. Al respecto se indica que, se ha considerado para el cierre del ejercicio 2017 como mejor previsión de entradas por gasoducto 176.953 GWh, resultado de considerar las siguientes hipótesis:

- Para la entrada por Tarifa, se ha aplicado la tasa de variación prevista por el GTS al volumen registrado en 2016, dado que la previsión remitida por dicho agente incluye el volumen asociado al antiguo contrato de Tránsito, cuyos ingresos asociados no se incluyen en las liquidaciones del sistema.
- Para la entrada por Almería, se ha aplicado al volumen registrado en 2016, la tasa de variación registrada entre el 1 de enero y el 25 de septiembre de 2017 de acuerdo con la información disponible en la página del GTS.
- Como mejor previsión de las entradas por Marismas y Madrid se ha considerado el volumen registrado entre agosto de 2016 y julio de 2017, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.
- Para el resto de entradas se ha considerado la previsión aportada por el GTS para dicho ejercicio.

Para el ejercicio 2018, se ha considerado como mejor previsión de las entradas por gasoducto, el resultado de aplicar al cierre previsto para 2017 para las entradas por Tarifa el incremento previsto por el GTS para dicho año y para el resto de entradas las previsiones remitidas por el GTS.

---

<sup>33</sup> La Disposición transitoria segunda de la Orden IET/2736/2015 establece que el peaje temporal de materia prima incluye el término de reserva de capacidad, el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación, por lo que con objeto de no considerar dos veces la demanda de los consumidores acogidos a dicho peaje temporal no se ha considerado dicha demanda a la hora de estimar las necesidades de regasificación.

Una vez determinado el volumen de gas que entra por gasoducto, se calcula por diferencia las necesidades globales de regasificación y se distribuyen por planta. Para el cierre de 2017 la asignación por planta se estima manteniendo la misma distribución que la registrada entre enero y septiembre de 2017, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y la disponible en la página web del GTS.

El caudal contratado de regasificación para cada una de las plantas de sistema se calcula aplicando el factor de carga registrado entre enero y septiembre de 2017, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y la disponible en la página web del GTS, al volumen previsto para el cierre de 2017.

Para el ejercicio 2018, se han considerado los mismos porcentajes de reparto por planta de regasificación y factores de carga previstos para 2017.

– Carga en cisternas

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, determina la previsión de carga en cisternas para el cierre de 2017 y 2018.

La previsión de carga en cisternas para 2017, se distribuye por planta manteniendo la misma distribución que la registrada entre enero y julio de 2017, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Una vez obtenido la previsión de carga en cisternas por planta para el cierre de 2017, se estima la capacidad contratada de carga en cisternas considerando los factores de carga, por planta, registrados entre agosto de 2016 y julio de 2017.

Para el ejercicio 2018, se han mantenido los factores de carga considerados para el cierre de 2017, si bien se han considerado la distribución por planta prevista por el GTS.

– Trasvase de planta a buque

Para el cierre del ejercicio 2017, el GTS estima que se realizará 1 operación de trasvase de gas natural de planta a buque por un volumen de 2.501 GWh. Dicha previsión se corresponde con la operación de *bunkering pipe-to-ship* llevada a cabo en abril de 2017 en la planta de Cartagena. Para el ejercicio 2018 el GTS no prevé la realización de ninguna operación

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión para ambos ejercicios se corresponde con la del GTS.

– Puestas en frío

Para el cierre del ejercicio 2017 y 2018, ni el GTS ni las empresas propietarias de las instalaciones estiman que se realizarán operaciones de puesta en frío en las plantas españolas, previsiones que han sido consideradas en el presente escenario.

– Descarga de buques

El volumen que se descarga en cada una de las plantas se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación, carga en cisterna, trasvase de GNL a buque y puesta en frío para el cierre de 2017 y 2018.

El nº de barcos para 2017 se ha calculado considerando el tamaño medio previsto por el GTS para dicho ejercicio, una vez comprobado que dicha previsión era coherente con los valores registrados entre enero y julio de 2017. Para el ejercicio 2018 se ha considerado el mismo tamaño medio.

– Almacenamiento de GNL

El GTS estima que en 2017 el volumen almacenado será de 9.925 GWh/día (16,5 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 7.843 GWh/día (15,5 veces la capacidad contratada de regasificación).

Para el ejercicio 2018, el GTS estima que el volumen almacenado será de 9.925 GWh/día (16,5 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 7.844 GWh/día (15,5 veces la capacidad contratada de regasificación).

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista, el volumen de gas promedio almacenado en el periodo comprendido entre enero y julio de 2017 es de 7.049 GWh/día (13 veces la capacidad contratada de regasificación), un 7,3% superior al registrado en el mismo periodo del año anterior.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha considerado como mejor previsión del almacenamiento de GNL para 2017 el volumen promedio almacenado entre enero y julio de 2017, mientras que para el ejercicio 2018 se ha considerado, por planta de regasificación, el número de días de almacenamiento previsto para 2017.

– Reserva de capacidad de entrada a la red de transporte

La reserva de capacidad contratada para el cierre del ejercicio 2017 en las entradas por gasoducto se ha estimado considerando para el periodo enero-julio de 2017 los valores reales, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y para el resto del periodo se ha realizado una previsión por cada punto de entrada teniendo en cuenta la evolución registrada durante los últimos meses, con la excepción de Tarifa para las que se ha considerado el factor de carga registrado en el citado periodo.

La reserva de capacidad de entrada a la red de transporte desde cada una de las plantas de regasificación prevista para el cierre de 2017 se ha determinado aplicando las mismas diferencias que las registradas en la base de datos de liquidaciones entre la capacidad contratada de regasificación y capacidad de entrada al sistema en el periodo comprendido entre enero y junio de 2017. Para el año 2018, la reserva de capacidad prevista en las entradas desde plantas de GNL coincide con la capacidad contratada de regasificación.

En el Cuadro I.29 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para el cierre de 2017 y 2018 y en el Cuadro I.30 se muestra el volumen y las capacidades contratadas por punto de entrada previstos para el cierre del ejercicio 2017 y 2018.

**Cuadro I.29. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para el cierre de 2017 y 2018**

	Año 2017		Año 2018			
<b>Regasificación</b>	<b>Caudal contratado (MWh/día)/mes</b>	<b>GWh regasificados</b>	<b>Caudal contratado (MWh/día)/mes</b>	<b>GWh regasificados</b>		
	543.079	163.176	526.660	158.243		
Barcelona	176.239	54.191	170.911	52.553		
Huelva	133.618	40.692	129.578	39.462		
Cartagena	22.658	6.667	21.973	6.466		
Sagunto	83.374	23.936	80.853	23.212		
Mugardos	31.165	9.290	30.223	9.009		
Bilbao	96.025	28.400	93.122	27.541		
<b>Descarga de buques</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>GWh descargados de buques</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>GWh descargados de buques</b>		
	202	176.130	197	171.339		
Barcelona	65	57.308	64	55.937		
Huelva	49	43.661	48	42.606		
Cartagena	12	9.272	11	8.942		
Sagunto	32	26.065	31	25.118		
Mugardos	11	10.729	11	10.450		
Bilbao	32	29.095	31	28.286		
<b>Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 9.000 m3 de GNL)</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>GWh descargados de buques</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>GWh descargados de buques</b>		
	1	3	0	0		
<b>Puesa en frío</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>GWh puestos en frío</b>	<b>Nº de buques</b>	<b>GWh puestos en frío</b>		
	0	0	0	0		
<b>Carga en cisternas</b>	<b>Caudal (MWh/día)/mes</b>	<b>GWh cargados en cisternas</b>	<b>Caudal (MWh/día)/mes</b>	<b>GWh cargados en cisternas</b>		
	41.761	12.942	42.298	13.087		
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>nº días capacidad regasificación</b>	<b>Volumen de gas almacenado (MWh /día)</b>	<b>nº días capacidad regasificación</b>	<b>Volumen de gas almacenado (MWh /día)</b>		
	13,0	7.049.978	13,0	6.836.839		
<b>Almacenamiento de GN</b>	<b>Capacidad contratada GWh/día</b>	<b>GWh Inyectados</b>	<b>GWh Extraídos</b>	<b>Capacidad contratada GWh/día</b>	<b>GWh Inyectados</b>	<b>GWh Extraídos</b>
	23.018	8.218	4.473	24.631	8.455	7.962

Fuente: CNMC.

**Cuadro I.30. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema prevista para el cierre de 2017 y 2018**

Punto de Entrada	2017			2018		
	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga
	MWh	Qd (MWh/día)	%	MWh	Qd (MWh/día)	%
<b>TOTAL</b>	<b>340.128.972</b>	<b>1.137.559</b>	<b>82%</b>	<b>335.439.080</b>	<b>1.121.019</b>	<b>82,0%</b>
<b>Conexión Internacional</b>	<b>176.452.482</b>	<b>593.235</b>	<b>81,5%</b>	<b>175.879.495</b>	<b>590.896</b>	<b>81,5%</b>
Tarifa GME	58.622.033	197.943	81,1%	61.176.638	206.569	81,1%
MEDGAZ	75.067.368	237.485	86,6%	72.665.488	229.886	86,6%
VIP Pirineos	42.748.222	157.762	74,2%	42.037.369	154.441	74,6%
VIP Ibérico	14.859	44	91,9%	0	0	
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>163.176.123</b>	<b>542.876</b>	<b>82,3%</b>	<b>158.242.885</b>	<b>526.660</b>	<b>82,3%</b>
Barcelona	54.190.997	176.239	84,2%	52.552.662	170.911	84,2%
Cartagena	6.667.231	22.658	80,6%	6.465.663	21.973	80,6%
Huelva	40.692.093	133.618	83,4%	39.461.866	129.578	83,4%
Bilbao	28.399.674	95.823	81,2%	27.541.078	93.122	81,0%
Sagunto	23.935.920	83.374	78,7%	23.212.275	80.853	78,7%
Mugaridos	9.290.208	31.165	81,7%	9.009.341	30.223	81,7%
<b>Otros</b>	<b>500.367</b>	<b>1.448</b>	<b>94,7%</b>	<b>1.316.700</b>	<b>3.463</b>	<b>104,2%</b>
Marismas	17.632	51	94,8%	12.000	35	94,8%
Poseidon	59.977	289	56,8%	36.000	128	76,8%
Viura	329.756	856	105,6%	1.196.700	3.105	105,6%
Madrid	93.002	252	101,2%	72.000	195	101,2%

Fuente: CNMC.

#### 4. Previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre de 2017 y 2018

El Real Decreto 984/2015 por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural realizó una modificación profunda del régimen de contratación de capacidad, introduciendo los contratos de duración intradiaria y trimestral, que se unían a los contratos diarios y mensuales que ya anteriormente podían contratar los agentes. Adicionalmente, la Orden ETU/1977/2016 modificó los coeficientes de corto plazo aplicables a dichos contratos diarios y mensuales y estableció los aplicables al resto de contratos.

Por tanto, es necesario analizar si las anteriores modificaciones están suponiendo una modificación en la operativa de contratación de los consumidores y comercializadores. A estos efectos, en el Gráfico I.17 y el Gráfico I.18 se muestra el porcentaje, en términos de energía, que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total de cada nivel de presión

desagregado por tipo de consumidor (generación eléctrica y convencional) y tipo de contrato (intradía, diario, mensual y trimestral).

Se observa que, en el caso de la demanda destinada a generación eléctrica, con carácter general, desde finales del ejercicio 2016 se ha producido una sustitución de contratos de duración diaria por intradía, de forma que en diciembre de 2017 el 21% de la demanda del grupo 1 se suministraba mediante dichos contratos. No obstante, con la publicación de la Orden ETU/1977/2016 parece haberse reducido la utilización de dichos contratos, lo que sería coherente con la introducción de los coeficientes de corto plazo aplicables a dichos contratos.

En el caso de la demanda convencional, se observa como los agentes están comenzando a utilizar los contratos de duración trimestral, aunque la demanda abastecida mediante dichos contratos sea todavía muy reducida.

Análogamente, en el Gráfico I.19 se muestra la proporción de energía que suponen los contratos de duración inferior a un año en los peajes de regasificación, reserva de capacidad y exportaciones.

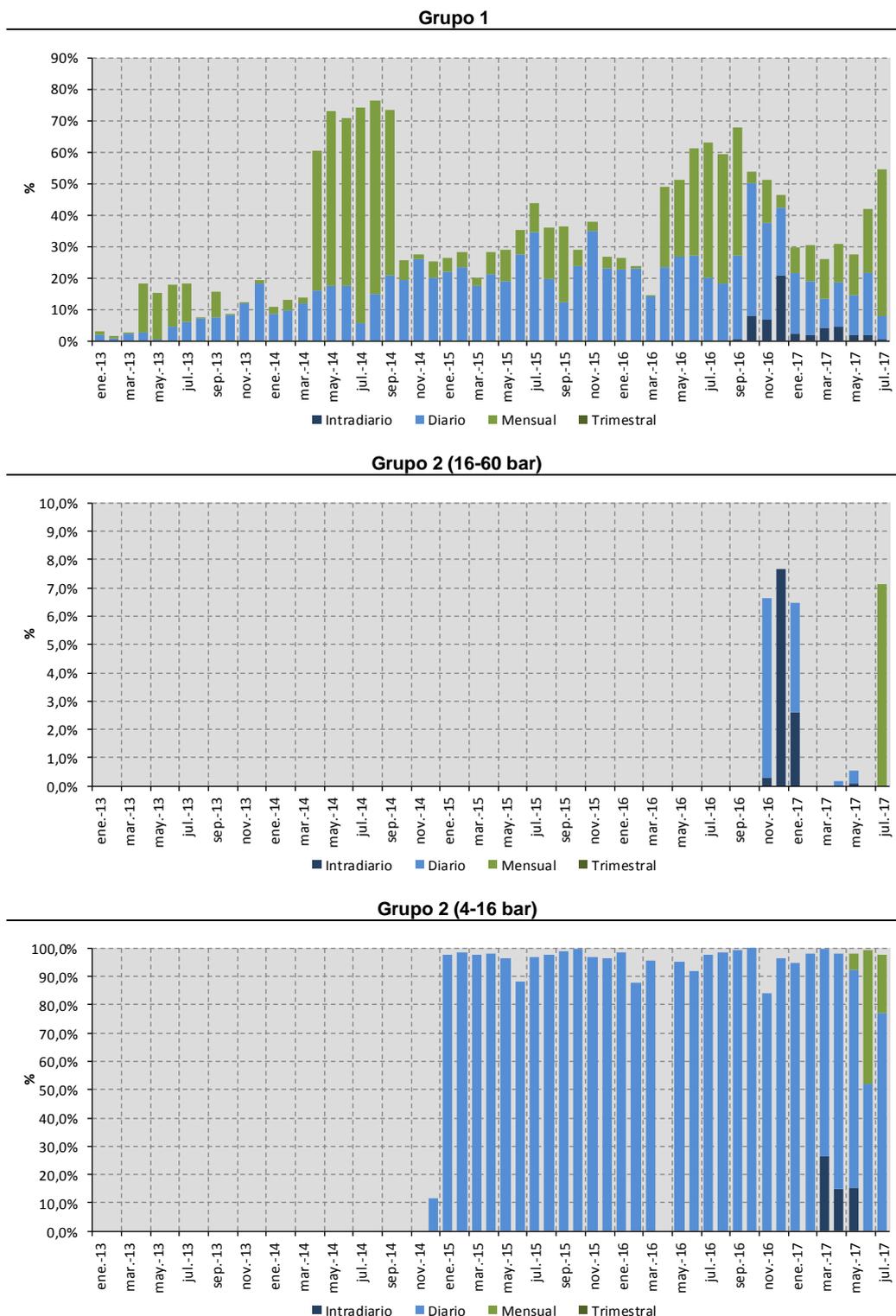
En el caso de los peajes de regasificación y reserva de capacidad, se ha registrado un incremento de la utilización de los contratos de corto plazo (fundamentalmente, mensuales y trimestrales), de forma que en julio de 2017 representaron el 43% del volumen de regasificación y el 25% de las entradas al sistema.

En consecuencia, se hace necesario desagregar la previsión de demanda para el cierre de 2017 y 2018 entre demanda de largo plazo y corto plazo, con objeto de ajustar la estimación de los ingresos previstos para sendos ejercicios.

No obstante, se señala la dificultad de realizar una previsión sobre la demanda de los contratos de corto plazo, teniendo en cuenta i) las propias características de dichos contratos; ii) los agentes podrían no haberse adaptado completamente a las modificaciones introducidas en la Orden ETU/1977/2016 y iii) el escaso tiempo transcurrido desde la introducción de los nuevos contratos y coeficientes que tienen como consecuencia una escasez de información.

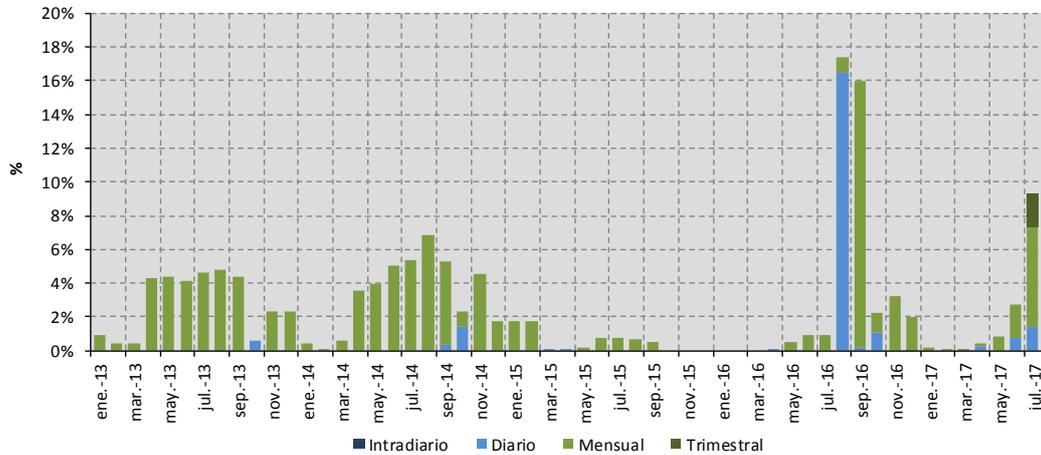
Con carácter general, para estimar las variables de facturación de corto plazo se ha utilizado la relación entre el corto y el largo plazo y precios medios registrados entre enero y julio de 2017, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones, con la excepción de los peajes del Grupo 1 y el peaje 2.5 para los que se han tomado la relación implícita en las previsiones de las empresas.

**Gráfico I.17. 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**

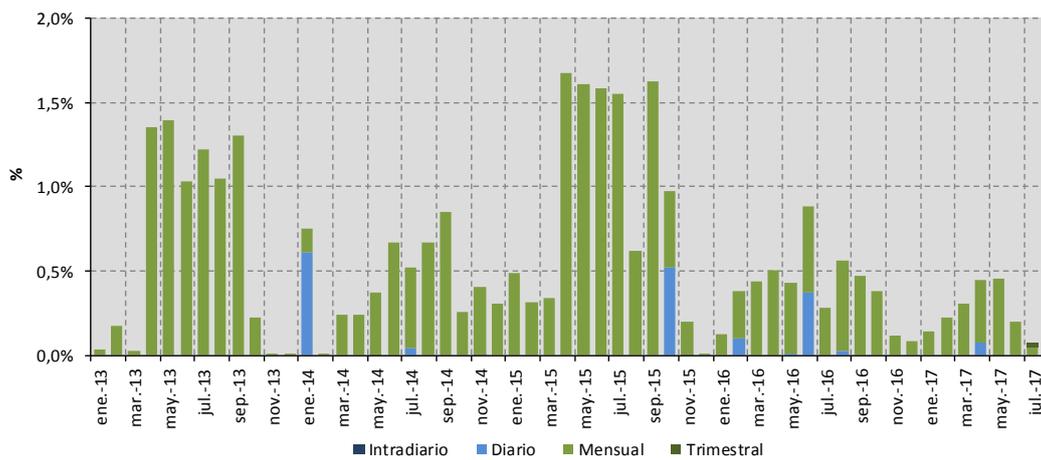


Fuente: CNMC

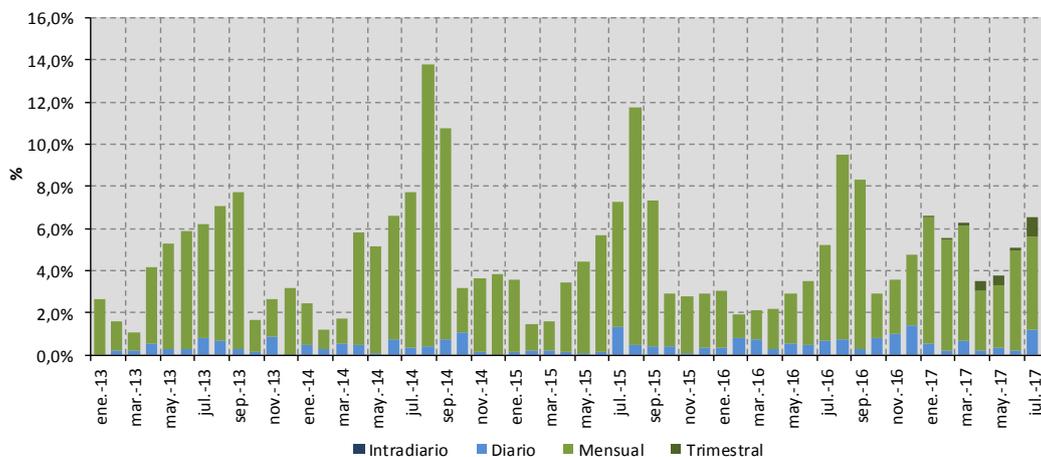
**Gráfico I.18. Porcentaje en términos de energía que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total por nivel de presión en la demanda convencional**  
**Grupo 1**



**Grupo 2 (16-60 bar)**

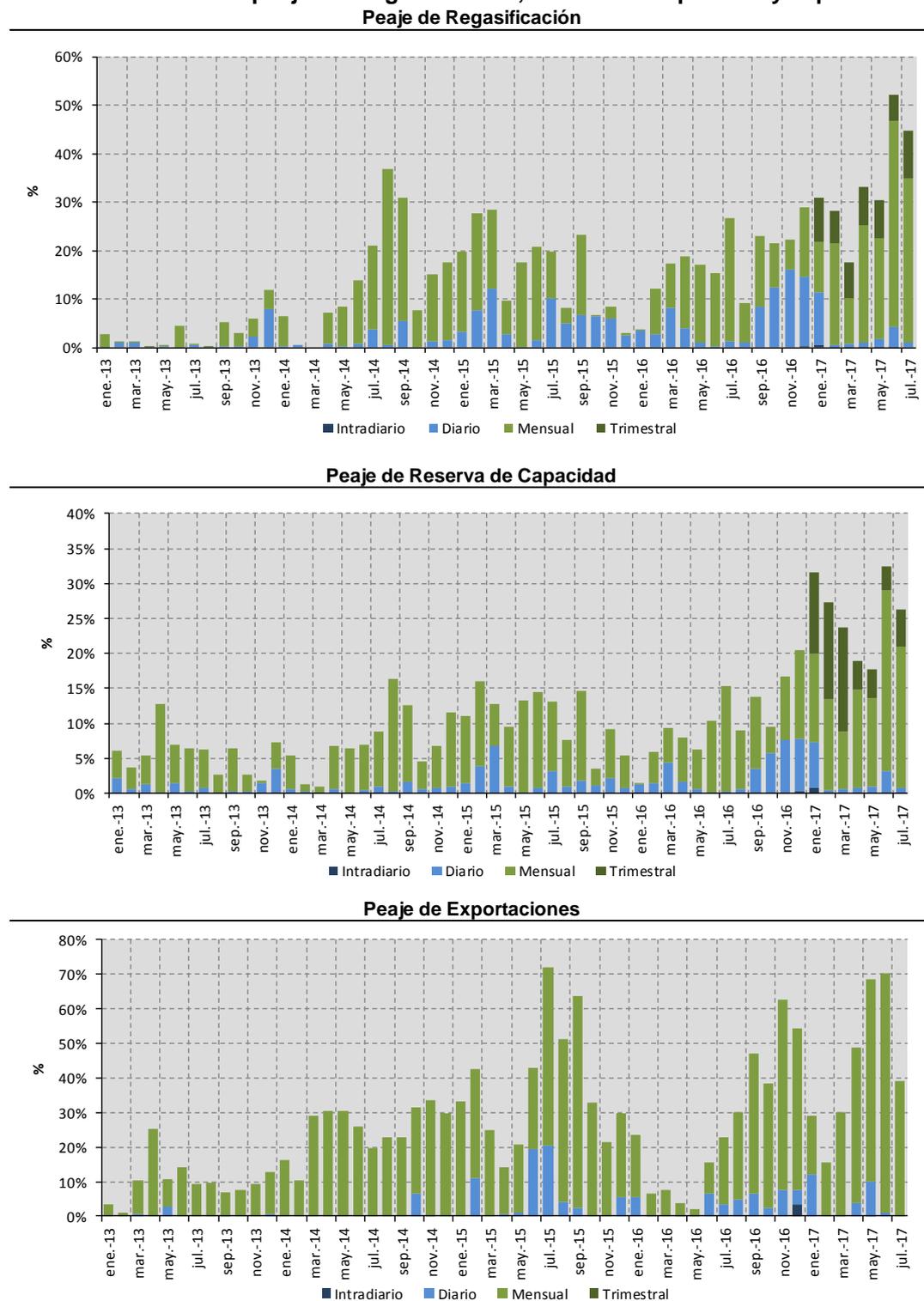


**Grupo 2 (4-16 bar)**



Fuente: CNMC

**Gráfico I.19. Porcentaje en términos de energía que suponen los contratos de duración inferior a un año en los peajes de regasificación, reserva de capacidad y exportaciones.**



Fuente: CNMC

En el Cuadro I.31 se muestra la previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 coherente con el escenario de previsión de la CNMC para dichos ejercicios.

**Cuadro I.31. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión de cierre 2017 y 2018 (GWh)**

	Año 2017			Año 2018		
	TOTAL	Corto Plazo	%	TOTAL	Corto Plazo	%
<b>Grupo 1</b>	<b>135.544.479</b>	<b>19.972.297</b>	<b>14,7%</b>	<b>132.551.582</b>	<b>19.491.829</b>	<b>14,7%</b>
<b>Grupo 2</b>	<b>126.116.315</b>	<b>4.812.281</b>	<b>3,8%</b>	<b>126.352.015</b>	<b>4.832.524</b>	<b>3,8%</b>
16 < P < 60 bares	36.732.011	156.073	0,4%	36.572.954	155.656	0,4%
4 < P < 16 bares	89.384.304	4.656.208	5,2%	89.779.061	4.676.868	5,2%
<b>Grupo 3</b>	<b>65.992.376</b>	<b>55.651</b>	<b>0,1%</b>	<b>67.350.291</b>	<b>55.799</b>	<b>0,1%</b>
<b>Grupo 4 (Interrumpible)</b>	<b>106.414</b>	<b>0</b>		<b>149.736</b>	<b>0</b>	
<b>Total T&amp;D</b>	<b>327.759.585</b>	<b>24.840.228</b>	<b>7,6%</b>	<b>326.403.623</b>	<b>24.380.152</b>	<b>7,5%</b>
<b>Reserva de Capacidad</b>	<b>340.128.972</b>	<b>87.739.797</b>	<b>25,8%</b>	<b>335.439.080</b>	<b>86.529.991</b>	<b>25,8%</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>10.882.097</b>	<b>5.242.632</b>	<b>48,2%</b>	<b>13.138.799</b>	<b>6.329.836</b>	<b>48,2%</b>
<b>Regasificación</b>	<b>163.176.123</b>	<b>52.586.048</b>	<b>32,2%</b>	<b>158.242.885</b>	<b>50.996.236</b>	<b>32,2%</b>
<b>Carga en Cisternas</b>	<b>12.942.165</b>	<b>1.247.477</b>	<b>9,6%</b>	<b>13.087.418</b>	<b>1.261.478</b>	<b>9,6%</b>

Fuente: CNMC.

# **ANEXO II. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018**

## PREVISION CIERRE 2017

### 1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/día/mes) o Nº buques	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Peaje de Regasificación</b>	<b>176.118.288</b>			<b>146.222</b>	<b>41.868</b>	<b>188.090</b>	<b>0,1068</b>
Peaje de descarga de buques	176.129.595	202		5.028	8.850	13.878	0,0079
Peaje de carga en cisternas	12.942.165	41.761	84,9%	14.194	2.239	16.433	0,1270
Peaje de regasificación	163.176.123	543.079	82,3%	126.912	30.777	157.689	0,0966
Trasvase de GNL a buques	2.501	1		88	1	89	3,5692
Puesta en frío	0	0		0	0	0	

### 2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Almc. Subterráneo</b>	<b>12.407.765</b>	<b>23.018</b>	<b>115.070</b>	<b>2.522</b>	<b>117.592</b>	<b>0,9477</b>

### 3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Almc. GNL</b>	<b>7.049.978</b>		<b>83.373</b>	<b>83.373</b>	<b>1,1826</b>

### 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)
<b>Entrada al Sistema</b>	<b>340.128.972</b>	<b>1.137.558.689</b>	<b>154.488</b>	<b>154.488</b>	<b>0,0454</b>

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Grupo 1</b>	<b>130.109.962</b>	<b>122</b>	<b>555.100.251</b>	<b>288.045</b>	<b>288.045</b>	<b>0,2214</b>
Firme	130.109.962	122	555.100.251	288.045	288.045	0,2214
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
<b>Grupo 2</b>	<b>126.222.729</b>	<b>3.729</b>	<b>483.455.568</b>	<b>365.389</b>	<b>365.389</b>	<b>0,2895</b>
Firme	126.116.315	3.729	482.917.760	365.151	365.151	0,2895
Interrumpible (A+B)	106.414	1	537.808	238	238	0,2234
<b>Grupo 3</b>	<b>65.992.376</b>	<b>7.752.090</b>	<b>23.635.150</b>	<b>1.660.430</b>	<b>1.660.430</b>	<b>2,5161</b>
<b>Materia Prima</b>	<b>5.434.518</b>	<b>2</b>	<b>20.100.000</b>	<b>12.707</b>	<b>12.707</b>	<b>0,2338</b>
<b>Peajes de Tránsito Internacional</b>	<b>10.882.097</b>		<b>156.311.951</b>	<b>34.717</b>	<b>34.717</b>	<b>0,3190</b>
<b>Total T&amp;D</b>	<b>338.641.682</b>	<b>7.755.942</b>	<b>1.238.602.920</b>	<b>2.326.570</b>	<b>2.361.287</b>	<b>0,6973</b>

**Total Acceso**

**2.904.829**

**PREVISION AÑO 2018**

**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)
<b>Peaje de Regasificación</b>	<b>171.330.303</b>			<b>142.317</b>	<b>40.715</b>	<b>183.033</b>	<b>0,1068</b>
Peaje de descarga de buques	171.338.870	197		4.886	8.603	13.490	0,0079
Peaje de carga en sistemas	13.087.418	42.298	84,8%	14.357	2.264	16.621	0,1270
Peaje de regasificación	158.242.885	526.660	82,3%	123.074	29.848	152.922	0,0966
Trasvase de GNL a buques	0	0		0	0	0	
Puesta en frío	0	0		0	0	0	

**2. Almacenamiento Subterráneo**

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Almc. Subterráneo</b>	<b>16.417.822</b>	<b>24.631</b>	<b>123.946</b>	<b>3.106</b>	<b>127.052</b>	<b>0,7739</b>

**3. Almacenamiento GNL**

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Almc. GNL</b>	<b>6.836.839</b>		<b>80.852</b>	<b>80.852</b>	<b>1,1826</b>

**4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)**

<b>Entrada al Sistema</b>	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Entrada al Sistema</b>	<b>335.439.080</b>	<b>1.121.019.363</b>	<b>152.466</b>	<b>152.466</b>	<b>0,0455</b>

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Grupo 1</b>	<b>127.117.064</b>	<b>124</b>	<b>539.251.717</b>	<b>281.520</b>	<b>281.520</b>	<b>0,2215</b>
Firme	127.117.064	124	539.251.717	281.520	281.520	0,2215
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
<b>Grupo 2</b>	<b>126.501.751</b>	<b>3.737</b>	<b>483.432.995</b>	<b>365.374</b>	<b>365.374</b>	<b>0,2888</b>
Firme	126.352.015	3.737	482.782.995	365.072	365.072	0,2889
Interrumpible (A+B)	149.736	1	650.000	302	302	0,2016
<b>Grupo 3</b>	<b>67.350.291</b>	<b>7.826.193</b>	<b>23.668.783</b>	<b>1.681.158</b>	<b>1.681.158</b>	<b>2,4961</b>
<b>Materia Prima</b>	<b>5.434.518</b>	<b>2</b>	<b>20.100.000</b>	<b>13.372</b>	<b>13.372</b>	<b>0,2460</b>
<b>Peajes de Transito Internacional</b>	<b>13.138.799</b>		<b>157.707.254</b>	<b>35.065</b>	<b>35.065</b>	<b>0,2669</b>
<b>Total T&amp;D</b>	<b>339.542.422</b>	<b>7.830.056</b>	<b>1.224.160.749</b>	<b>2.341.423</b>	<b>2.376.488</b>	<b>0,6999</b>

**Total Acceso**

**2.919.891**

# **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 Artículo 60.2, que “Los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución se fijarán por periodos regulatorios de seis años, teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, la retribución adecuada para estas actividades y el equilibrio económico y financiero del sistema durante el periodo regulatorio.

No obstante lo anterior cada tres años se podrán ajustar, para el resto del periodo regulatorio, los parámetros retributivos en el caso de que existan variaciones significativas de las partidas ingresos y costes.

Durante el periodo regulatorio no se podrá modificar ni la tasa de retribución financiera ni el coeficiente de eficiencia por mejoras de productividad. No 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 en al Orden Ministerial IET/2446/2013, en sus Anexos V, VI y VII, para el año 2014 para las actividades de transporte, almacenamiento subterráneo y regasificación.

Dichos valores se recogen a continuación.

### Cuadro III.1. 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 Gasoducto Transporte Primario		Potencia Instalada ≤ 37.284 kW		Obra Lineal de Gasoducto Transporte Secundario	
€/ (m*pulgada)	24,66	<b>Turbocompresores Gas</b>		0,62	
Posición de Seccionamiento (Tipo S) Simultánea en Gasoducto de Transporte Primario		Término Fijo (€ / E.C.)		Posición Derivación (Tipo D)	
Díametro Obra Lineal		Término Variable (€/kW)		1,52	
€/posición		1.124,13		Posición Trampa de Rascadores (Tipo T) (1)	
6	73.891	<b>Motores Eléctricos</b>		2,82	
8	138.215	Término Fijo (€ / E.C.)		Posiciones Posteriores Obra Lineal (2)	
10	201.990	Término Variable (€/kW)		1,15	
12	266.039	2.618,414		Posición de Transporte Secundario	
14	330.088	1.841,41		0,62	
16	394.138	Potencia Instalada > 37.284 kW		Estación de Medida	
18	458.186	<b>Turbocompresores Gas</b>		0,86	
20	522.235	Término Fijo (€ / E.C.)		EM de Ultrasonido (3)	
22	586.286	Término Variable (€/kW)		1,32	
24	650.334	28.144,325		ERM/EM Posteriores (4)	
26	714.384	584,63		1,15	
28	778.432	<b>Motores Eléctricos</b>		Líneas Adicionales en ERM/EM (5)	
30	842.482	Término Fijo (€ / E.C.)		0,31	
32	906.532	Término Variable (€/kW)		ERM/EM/Línea Adicional de Tpte Secundario	
36	1.034.629	22.732,549		0,97	
40	1.162.727	957,67			
42	1.226.776	ERM			
44	1.290.826	Tamaño (G)			
48	1.418.925	€/ERM			
52	1.547.022	65			
		100			
		160			
		250			
		400			
		650			
		1.000			
		1.600			
		2.500			
		4.000			
		6.500			
		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 perm después de 5 años

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

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

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

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

Valores Unitarios de Referencia de Inversión para Instalaciones de la Actividad de Regasificación puestas en Marcha en el periodo 2015-2020			Valores Máximos para Unidades Constructivas No-Estandarizadas <sup>(1)</sup> al Construir		
Unidad de Inversión Estandarizada	Valor		Unidad de Inversión Estandarizada	Valor	
	Valor	unidades		Valor	unidades
Tanque Almacenamiento GNL	458,68	€/m <sup>3</sup> GNL	Nueva Planta <sup>(2)</sup>	172.814,694	€/Planta
Sistema Antorcha /Combustor	10,90	€/kg/h	Ampliación de Tanque <sup>(3)</sup>	193,87	€/m <sup>3</sup> GNL Ampliados
Sistema de Compresión de Boil - Off para emisión directa a red	Valor Unitario E.C. de Transporte		Ampliación de Vaporización <sup>(3)</sup>	100,88	€/ (Nm <sup>3</sup> /h Ampliados
Sistema de Compresión de Boil - Off para procesado interno planta	396,29	€/ (Nm <sup>3</sup> /h	Ampliaciones Muelles de Atraque <sup>(4)</sup>	Según valor auditado	
Relicuaodr Boil-Off	1,36	€/kg/h			
Sistema de Bombas Secundarias	3.605,71	€/m <sup>3</sup> GNL/h			
Vaporizadores de Agua de Mar	42,94	€/ (Nm <sup>3</sup> /h			
Vaporizadores de Combustión Sumergida	24,56	€/ (Nm <sup>3</sup> /h			
Sistema de Medida y Odorización	Valor Unitario ERMENS 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 III.4. Valores Unitarios de O&M para las instalaciones de regasificación.**

Valores Unitarios de Referencia de O&M para Instalaciones de la Actividad de Regasificación para el periodo 2015-2020					
Valor Unitario de Referencia de O&M Fijo por			Coste de O&M Variables por		
Unidad de Inversión Estandarizada	Valor		Unidad de Inversión Estandarizada	Valor	
	Valor	unidades		Valor	unidades
Planta Regasificación	1.256.944	€/Planta	kWh Regasificados	0,000162	€/kWh
Tanque Almacenamiento GNL	1.655.619	€/Tanque	kWh cargados en Cisternas de GNL	0,000194	€/kWh
	13,600519	€/m <sup>3</sup> GNL	kWh Trasvasados al/entre Buques de GNL	0,000194	€/kWh
Capacidad de Vaporización Nominal <sup>(1)</sup>	5,08	€/ (Nm <sup>3</sup> /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 98,05% de la retribución anual y (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 0,36% y (3) la retribución por el coste del gas de operación, que representa prácticamente el 1,61% de la retribución anual.

La Ley 18/2014<sup>34</sup>, 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 AASS<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> Ley de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

<sup>35</sup> 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)<sup>36</sup>, la Retribución Financiera (RF)<sup>37</sup> 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 financiera<sup>38</sup> por el coste de adquisición del gas necesario para alcanzar el nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques de GNL que permita la operación de los mismos.

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

En los epígrafes 1, 2 y 3 se presentan, respectivamente, para las actividades de regasificación, AASS y transporte los valores de la RCS, la RD y  $RF_{NMLL}$  devengados en 2017, desglosados por empresa, y, en caso de existir, la retribución devengada antes de 2018 pendiente de reconocer así como los ajustes a efectuar en las retribuciones por RCS de 2015, 2016 y 2017 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.

---

<sup>36</sup> 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)

<sup>37</sup> 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.

<sup>38</sup> 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: ANEXO XII (Regasificación), ANEXO XIII (AASS) y ANEXO XIV (Transporte).

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

## **1. Retribución de los activos de regasificación**

### **1.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)**

En el Cuadro IV.1 se recoge los cálculos de la RCS para 2018 de la actividad de regasificación y de los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores (2016 y 2017) como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado más exactas (estimada, previsión cierre o real).

**Cuadro IV.1. Determinación de la RCS de la actividad de regasificación devengada en 2018 y los ajustes en la RCS de 2016 y 2017 por revisión de las cifras de gas regasificado**

**Actualización del RCS<sub>2016</sub> a incluir en BOE**

En GWh

Gas Regasificado	1º Cálculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
2015	125.716,574	Previsión Cierre
2016	127.212,431	Estimación
ΔDT	0,011898643	

2º Cálculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
130.478,999	Real
132.425,166	Previsión Cierre
0,014915557	

3º Cálculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
130.478,999	Real
142.130,610	Real
0,089298745	

RCS <sub>2015</sub>	58.828.540,74 €
f <sup>Δ</sup>	0,97
1+ΔDT	1,011898643
RCS <sub>2016</sub>	57.742.664,94 €

61.057.097,46 €
0,97
1,014915557
60.108.764,13 €

61.057.097,46 €
0,97
1,089298745
64.514.137,07 €

RCS <sub>2016</sub> en O. IET/2736/2015	57.742.664,94 €
---	-----------------

Correc. RCS <sub>2016</sub> en O. IET/1977/2016	2.366.099,19 €
---	----------------

Correc. RCS <sub>2016</sub> en Nueva Orden	4.405.372,94 €
--	----------------

**Actualización del RCS<sub>2017</sub> a incluir en BOE**

En GWh

Gas Regasificado	1º Cálculo RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato
2016	132.425,166	Previsión Cierre
2017	137.977,739	Estimación
ΔDT	0,041929896	

2º Cálculo RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato
142.130,610	Real
169.697,544	Previsión Cierre
0,193954941	

RCS <sub>2016</sub>	60.108.764,13 €
f <sup>Δ</sup>	0,97
1+ΔDT	1,041929896
RCS <sub>2017</sub>	60.750.244,82 €

64.514.137,07 €
0,97
1,193954941
74.716.163,543 €

RCS <sub>2017</sub> en O. IET/1977/2016	60.750.244,82 €
---	-----------------

Correc. RCS <sub>2017</sub> en Nueva Orden	13.965.918,72 €
--	-----------------

**Cálculo RCS<sub>2018</sub> a incluir en BOE**

En GWh

Gas Regasificado	1º Cálculo RCS <sub>2018</sub>	Tipo Dato
2017	169.697,544	Previsión Cierre
2018	164.764,307	Estimación
ΔDT	-0,029070766	

RCS <sub>2016</sub>	74.716.163,54 €
f <sup>Δ</sup>	0,97
1+ΔDT	0,970929234
RCS <sub>2017</sub>	70.367.784,24 €

RCS <sub>2018</sub> en Nueva Orden	70.367.784,24 €
------------------------------------	-----------------

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.2 se presentan los valores de la RCS devengada para 2018 desglosados por empresa. Por su parte, en el Cuadro IV.3. y en el Cuadro IV.4. se presentan, respectivamente, los ajustes por los desvíos de RCS en 2017 y 2016, como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado.

**Cuadro IV.2. RCS devengada en 2018 por la actividad de regasificación, desglosada por empresa**

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2018	RCS 2018
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.837.039.089,99	1.760.940.984,93	57,20%	40.249.744,39
BBG	458.620.651,91	439.430.858,45	14,27%	10.044.050,24
Reganosa	322.926.239,50	354.290.110,07	11,51%	8.097.992,21
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	628.810.603,48	523.954.250,60	17,02%	11.975.997,40
<b>Total General</b>	<b>3.247.396.584,88</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>70.367.784,24</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.3. Ajustes de la RCS devengada en 2017 por la actividad de regasificación, desglosados por empresa**

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS <sub>2017</sub> [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	<b>34.748.597,70</b>	1.760.940.984,93	57,2%	<b>42.736.978,53</b>	<b>7.988.380,83</b>
BBG	439.430.858,45	14,3%	<b>8.671.276,46</b>	439.430.858,45	14,3%	<b>10.664.722,63</b>	<b>1.993.446,16</b>
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	<b>6.991.196,53</b>	354.290.110,07	11,5%	<b>8.598.407,87</b>	<b>1.607.211,34</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	523.954.250,60	17,0%	<b>10.339.174,13</b>	523.954.250,60	17,0%	<b>12.716.054,51</b>	<b>2.376.880,39</b>
<b>Total General</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>60.750.244,82</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>74.716.163,54</b>	<b>13.965.918,72</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS <sub>2016</sub> [1]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.760.940.984,93	57,2%	<b>34.381.676,47</b>	1.760.940.984,93	57,2%	<b>36.901.510,47</b>	<b>2.519.833,99</b>
BBG	439.430.858,45	14,3%	<b>8.579.713,76</b>	439.430.858,45	14,3%	<b>9.208.521,22</b>	<b>628.807,45</b>
Reganosa	354.290.110,07	11,5%	<b>6.917.374,32</b>	354.290.110,07	11,5%	<b>7.424.348,87</b>	<b>506.974,55</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	523.954.250,60	17,0%	<b>10.229.999,58</b>	523.954.250,60	17,0%	<b>10.979.756,52</b>	<b>749.756,94</b>
<b>Total General</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>60.108.764,13</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100%</b>	<b>64.514.137,07</b>	<b>4.405.372,94</b>

Fuente: Elaboración Propia

## 1.2. Retribución por Disponibilidad (RD) y Retribución Financiera de Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF<sub>NMLL</sub>)

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

**Cuadro IV.5. RD y RF<sub>NMLL</sub> devengadas en 2018 por la actividad de regasificación, por empresa y concepto retributivo**

En €	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	BBG	Reganosa	Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Total Actividad
VI Bruto	1.837.939.089,99	461.408.304,71	322.926.239,50	628.810.603,48	<b>3.251.084.237,68</b>
Valor Neto a 31/12/2017	590.935.370,40	176.591.032,56	150.258.212,90	260.775.285,90	<b>1.178.559.901,76</b>
Amortización	54.616.892,99	13.036.616,70	11.654.373,86	22.626.832,21	<b>101.934.715,76</b>
Retribución Financiera	28.828.231,03	8.653.718,32	7.517.885,28	13.079.768,08	<b>58.079.602,71</b>
Coste O&M	82.142.643,68	16.538.099,55	10.831.305,70	21.205.675,40	<b>130.717.724,33</b>
COEV	8.458.716,49	609.600,00	314.553,60	609.600,00	<b>9.992.470,09</b>
Retribución Disponibilidad (RD)	<b>174.046.484,18</b>	<b>38.838.034,57</b>	<b>30.318.118,44</b>	<b>57.521.875,69</b>	<b>300.724.512,89</b>
Retribución Financiera Gas Talón	1.250.379,33	334.765,24	130.257,76	193.693,97	<b>1.909.096,29</b>
Total a Retribuir sin RCS	<b>175.296.863,51</b>	<b>39.172.799,81</b>	<b>30.448.376,20</b>	<b>57.715.569,66</b>	<b>302.633.609,18</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

- Instalaciones incluidas de forma definitiva en el Régimen Retributivo;
- Instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta;
- Instalaciones puestas en marcha en 2017 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 2017 y en 2018

**Cuadro IV.6. RD y RFNMLL devengadas en 2018 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 31/12/2016 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
<b>ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.</b>	<b>1.837.939.089,99</b>	<b>590.935.370,40</b>	<b>174.046.484,18</b>	<b>1.250.379,33</b>	<b>175.296.863,51</b>
INCLUSIÓN DEFINITIVA	1.837.039.089,99	590.935.370,40	174.046.484,18	1.250.379,33	175.296.863,51
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	900.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>BBG</b>	<b>461.408.304,71</b>	<b>176.591.032,56</b>	<b>38.838.034,57</b>	<b>334.765,24</b>	<b>39.172.799,81</b>
INCLUSIÓN DEFINITIVA	458.620.651,91	173.803.379,76	38.838.034,57	192.873,71	39.030.908,28
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	2.787.652,80	2.787.652,80	0,00	141.891,53	141.891,53
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reganosa</b>	<b>322.926.239,50</b>	<b>150.258.212,90</b>	<b>30.318.118,44</b>	<b>130.257,76</b>	<b>30.448.376,20</b>
INCLUSIÓN DEFINITIVA	322.926.239,50	150.258.212,90	30.318.118,44	130.257,76	30.448.376,20
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A</b>	<b>628.810.603,48</b>	<b>260.775.285,90</b>	<b>57.521.875,69</b>	<b>193.693,97</b>	<b>57.715.569,66</b>
INCLUSIÓN DEFINITIVA	628.810.603,48	260.775.285,90	57.521.875,69	193.693,97	57.715.569,66
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>3.251.084.237,68</b>	<b>1.178.559.901,76</b>	<b>300.724.512,89</b>	<b>1.909.096,29</b>	<b>302.633.609,18</b>
INCLUSIÓN DEFINITIVA	3.247.396.584,88	1.175.772.248,96	300.724.512,89	1.767.204,76	302.491.717,65
INCLUSIÓN A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	2.787.652,80	2.787.652,80	0,00	141.891,53	141.891,53
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	900.000,00	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 2018.

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

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

Concepto Retributivo	MWh Previsto	V.Unitario €/MWh	Retribución O&M Variable Prevista €	Retribución COEV Variable Prevista €	Total O&M Variable
Por Regasificación	164.764,31	162	26.691.817,66	722.035,58	27.413.853,24
Por Carga en cisternas	13.087,42	194	2.538.959,14	149.085,03	2.688.044,17
Por Transvase a buques	0,00	194	0,00		0,00
Por Transvase entre buques	0,00	194	0,00		0,00
Por Puesta en Frío Buques	0,00	194	0,00		0,00
<b>Retrib. Variable O&amp;M</b>			<b>29.230.776,80</b>	<b>871.120,62</b>	<b>30.101.897,42</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

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

- La retribución financiera de las adquisiciones de gas talón pendientes de incluir en el régimen retributivo, y cuyo importe sería igual al presupuestado para el año 2018 (582.721 €/año) ya que se les aplica la misma Tr (5,09%) y no hubo adquisiciones adicionales durante 2017.

### 1.3. Retribución a Publicar en el BOE

De los apartados anteriores se infiere que las necesidades económicas de la actividad de regasificación, excluido el gas de operación, son de 421.900.257,09 €. De dicha cantidad, 402.961.399,31 € serían cantidades devengadas en el año 2018 y 18.938.857,77 € cantidades devengadas con anterioridad.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 391.230.793,56 € ya que sólo recoge (1) la RD fija y la RF<sub>NMLL</sub> devengada en 2018 de las instalaciones/adquisiciones de gas incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta; (2) la RCS devengada en 2018; y , bajo el epígrafe de ajustes: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2017 y 2016, y (5) , de haberlos, la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

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

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

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2018	Retribución Financiera Gas Talón (RF <sub>NMLL</sub> )	RCS 2018	Total Retribución Anual	Ajustes [1]+[2]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	174.046.484,18	1.250.379,33	40.249.744,39	<b>215.546.607,90</b>	10.508.214,82	<b>226.054.822,73</b>
BBG	38.838.034,57	192.873,71	10.044.050,24	<b>49.074.958,53</b>	2.622.253,61	<b>51.697.212,14</b>
Reganosa	30.318.118,44	130.257,76	8.097.992,21	<b>38.546.368,40</b>	2.114.185,89	<b>40.660.554,29</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S	57.521.875,69	193.693,97	11.975.997,40	<b>69.691.567,06</b>	3.126.637,33	<b>72.818.204,40</b>
<b>Total</b>	<b>300.724.512,89</b>	<b>1.767.204,76</b>	<b>70.367.784,24</b>	<b>372.859.501,89</b>	<b>18.371.291,66</b>	<b>391.230.793,56</b>

Fuente: Elaboración Propia

## 2. Retribución de los activos de AASS

### 2.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro IV.9. se recogen los cálculos de la RCS para 2018 de la actividad de AASS y de los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores (2016 y 2017) como consecuencia de la revisión de las cifras de gas almacenado a 1 de noviembre más exactas (estimada, previsión cierre o real).

**Cuadro IV.9. Determinación de la RCS de la actividad de AASS devengada en 2018 y los ajustes en la RCS de 2016 y 2017 por revisión de las cifras de nivel de llenado a 1 nov**

Actualización del RCS <sub>2016</sub>			2º Cálculo		3º Cálculo		
En GWh			RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato	RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato	
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato					
	RCS <sub>2016</sub>						
2015	25.711,83	Previsión Cierre	23.790,94	Real	23.790,94	Real	
2016	28.706,94	Estimación	21.707,00	Previsión Cierre	21.678,87	Real	
ΔDT	0,116487867		-0,087593959		-0,088776473		
RCS <sub>2015</sub>	5.596.081,25	€	5.178.007,93	€	5.178.007,93	€	
f <sup>A</sup>	0,97				0,97		
1+ΔDT	1,116487867		0,912406041		0,911223527		
RCS <sub>2016</sub>	6.060.518,12	€	4.582.712,35	€	4.576.772,97	€	
RCS <sub>2016</sub> en O. IET/2736/2015	6.060.518,12	€	Correc. RCS <sub>2016</sub> en O. IET/1977/2016	-1.477.805,77	€	Correc. RCS <sub>2016</sub> en Nueva Orden	-5.939,38
Actualización del RCS <sub>2017</sub>			2º Cálculo				
En GWh			RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato			
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato					
	RCS <sub>2017</sub>						
2016	21.707,000	Previsión Cierre	21.678,867	Real			
2017	21.924,070	Estimación	24.958,95	Previsión			
ΔDT	0,010000000		0,151303413				
RCS <sub>2016</sub>	4.582.712,35	€	4.576.772,97	€			
f <sup>A</sup>	0,97		0,97				
1+ΔDT	1,010000000		1,151303413				
RCS <sub>2017</sub>	4.489.683,29	€	5.111.176,71	€			
RCS <sub>2017</sub> en O. IET/1977/2016	4.489.683,29	€	Correc. RCS <sub>2017</sub> en Nueva Orden	621.493,43	€		
Calculo RCS <sub>2018</sub>							
En GWh							
Nivel Llenado a 1 de nov	1º Cálculo	Tipo Dato					
	RCS <sub>2018</sub>						
2017	24.958,953	Previsión Cierre					
2018	27.428,468	Estimación					
ΔDT	0,098943031						
RCS <sub>2017</sub>	5.111.176,71	€					
f <sup>A</sup>	0,97						
1+ΔDT	1,098943031						
RCS <sub>2018</sub>	5.448.385,27	€					
			RCS <sub>2018</sub> en Nueva Orden	5.448.385,27	€		

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.10 y el Cuadro IV.11. se presentan, respectivamente, los valores de la RCS devengada para 2018 y los ajustes por los desvíos de RCS en 2017 y 2016, desglosados por empresa, como consecuencia de la revisión de las cifras de gas almacenado.

**Cuadro IV.10. RCS devengada en 2018 por la actividad de AASS, desglosada por empresa**

En Euros	VI Bruto	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2018	RCS 2018
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	591.596.842,01	91,7%	<b>4.998.135,71</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía,	53.293.114,34	53.293.114,34	8,3%	<b>450.249,56</b>
<b>Total</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>5.448.385,27</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.11. Ajustes de la RCS devengada en 2017 y 2016 por la actividad de AASS, desglosados por empresa**

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS <sub>2017</sub> [2]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	<b>4.118.659,98</b>	591.596.842,01	91,7%	<b>4.688.793,76</b>	<b>570.133,78</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía,	53.293.114,34	8,3%	<b>371.023,31</b>	53.293.114,34	8,3%	<b>422.382,95</b>	<b>51.359,65</b>
<b>Total</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>4.489.683,29</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>5.111.176,71</b>	<b>621.493,43</b>

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS <sub>2016</sub> [3]
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	591.596.842,01	91,7%	<b>4.204.001,20</b>	591.596.842,01	91,7%	<b>4.198.552,65</b>	<b>-5.448,55</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía,	53.293.114,34	8,3%	<b>378.711,14</b>	53.293.114,34	8,3%	<b>378.220,32</b>	<b>-490,82</b>
<b>Total</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>4.582.712,35</b>	<b>644.889.956,35</b>	<b>100%</b>	<b>4.576.772,97</b>	<b>-5.939,38</b>

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 2018 por las instalaciones puestas en servicio a 1 de septiembre de 2017 y las previstas poner en marcha hasta el 31 de diciembre de 2018, así como la cantidad a minorar en aplicación de la Disposición Adicional 7ª de la Orden ITC/3802/2008<sup>39</sup>.

**Cuadro IV.12. RD devengada en 2018 por la actividad de AASS y minoración propuesta por aplicación D.A. 7ª O. ITC/3802/2008, desglosada por empresa y concepto retributivo**

En €	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	Total
<b>VI Bruto</b>	648.568.385,62	53.293.114,34	<b>701.861.499,96</b>
<b>Valor Neto a 31/12/2017</b>	399.441.728,88	37.989.588,52	<b>437.431.317,40</b>
<b>Amortización</b>	36.062.819,93	3.060.705,16	<b>39.123.525,09</b>
<b>Retribución Financiera</b>	20.331.584,00	1.933.670,06	<b>22.265.254,06</b>
<b>Coste O&amp;M</b>	29.475.025,43	821.666,54	<b>30.296.691,97</b>
<b>COEV</b>	1.165.851,79	0,00	<b>1.165.851,79</b>
<b>Retrib Disponibilidad (RD)</b>	<b>87.035.281,15</b>	<b>5.816.041,76</b>	<b>92.851.322,91</b>
<b>Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008</b>	-705.329,00		<b>-705.329,00</b>
<b>Total a Retribuir sin RCS</b>	<b>86.329.952,15</b>	<b>5.816.041,76</b>	<b>92.145.993,91</b>

Fuente: Elaboración Propia

En relación con los costes de O&M, señalar que, para cada AASS, primero se determina un valor anual provisional que es revisado posteriormente cuando se tienen los costes directos auditados del AASS. En el siguiente cuadro se recoge la propuesta de retribución provisional de los AASS que se han determinado<sup>40</sup> teniendo en cuenta la información utilizada por la CNMC en sus trabajos para realizar sus propuestas<sup>41</sup> de retribución definitiva por costes de O&M para el periodo 2015 y la última información facilitada por los titulares sobre 2016, 2017 y 2018.

<sup>39</sup> 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.

<sup>40</sup> 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

<sup>41</sup> 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 IV.13. Propuesta de Retribución Provisional 2018 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
<b>ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.</b>	<b>4.119.804,78</b>	<b>25.355.220,65</b>	<b>29.475.025,43</b>
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
<b>Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.</b>	<b>5.088,23</b>	<b>816.578,31</b>	<b>821.666,54</b>
AASS Marismas	5.088,23	816.578,31	821.666,54
<b>Inclusión a Cuenta/Provisional</b>	<b>4.124.893,01</b>	<b>26.171.798,96</b>	<b>30.296.691,97</b>

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

Empresa	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	Total a Retribuir sin RCS
<b>ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.</b>	<b>648.568.385,62</b>	<b>399.441.728,88</b>	<b>87.035.281,15</b>	<b>-705.329,00</b>	<b>86.329.952,15</b>
INCLUSION DEFINITIVA	591.596.842,01	346.616.390,19	81.493.036,53	-705.329,00	80.787.707,53
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	25.359.013,61	22.590.365,14	2.417.800,27	0,00	2.417.800,27
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	29.734.638,00	28.357.081,56	2.934.965,05	0,00	2.934.965,05
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	1.877.892,00	1.877.892,00	189.479,30	0,00	189.479,30
<b>Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A</b>	<b>53.293.114,34</b>	<b>37.989.588,52</b>	<b>5.816.041,76</b>	<b>0,00</b>	<b>5.816.041,76</b>
INCLUSION DEFINITIVA	53.293.114,34	37.989.588,52	5.816.041,76	0,00	5.816.041,76
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>701.861.499,96</b>	<b>437.431.317,40</b>	<b>92.851.322,91</b>	<b>-705.329,00</b>	<b>92.145.993,91</b>
INCLUSION DEFINITIVA	644.889.956,35	384.605.978,71	87.309.078,29	-705.329,00	86.603.749,29
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.M.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA (1)	25.359.013,61	22.590.365,14	2.417.800,27	0,00	2.417.800,27
PENDIENTE INICIO TRAMITE DE INCLUSION	29.734.638,00	28.357.081,56	2.934.965,05	0,00	2.934.965,05
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	1.877.892,00	1.877.892,00	189.479,30	0,00	189.479,30

Fuente: Elaboración Propia

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

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

- El importe asociado por la inclusión definitiva en el régimen retributivo de inversiones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010, que de acuerdo con la información disponible se estima en 88.673,06 €

- El importe asociado a las adquisiciones de Gas Colchón realizadas en el año 2015, 2016 y 2017 para el AASS de Yela, que de acuerdo con la información disponible se estima en 7.987.258,15 €
- El importe asociado a la O&M de los AASS subterráneos (ajustes sobre retribución provisional, y retribuciones pendientes de reconocer) de los años 2015, 2016 y 2017, que de acuerdo con la información disponible se estima en 21.238.262,31 €

### 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 127.582851,75 €. De dicha cantidad, 97.653.104,18 € serían cantidades devengadas en el año 2018 y 29.929.747,57 € cantidades devengadas con anterioridad.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 92.667.688,61 € ya que sólo se recogen (1) los valores provisionales de retribución por O&M, (2) la RD incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta, excluidos los valores provisionales de O&M, (3) la RCS devengada en 2018; y, bajo el epígrafe de ajustes: (4) los ajustes por revisión del RCS de 2016 y 2017 y (5), de haberlos, la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

Los valores provisionales de retribución por O&M son los siguientes:

**Cuadro IV.15. 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	<b>7.772.345,28</b>
AASS Gaviota	416.006,05	17.282.729,20	<b>17.698.735,25</b>
AASS Yela	0,00	4.003.944,90	<b>4.003.944,90</b>
AASS Marismas	5.088,23	816.578,31	<b>821.666,54</b>
<b>Total</b>	<b>4.124.893,01</b>	<b>26.171.798,96</b>	<b>30.296.691,97</b>

Fuente: Elaboración Propia

Y el resto de valores de retribución a publicar en el BOE son:

**Cuadro IV.16. Retribución Anual de la Actividad de AASS a Publicar en el BOE excluidos los costes de O&M provisionales, desglosada por empresa**

En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2018 sin Costes O&M	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	RCS 2018	Retribución Anual a Liquidar en 2018	Ajustes a liquidar en 2017 [1]+[2]+[3]	Total
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	52.018.011,10	-705.329,00	4.998.135,71	<b>56.310.817,80</b>	564.685,23	<b>56.875.503,03</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S	4.994.375,22		450.249,56	<b>5.444.624,78</b>	50.868,82	<b>5.495.493,60</b>
<b>Total</b>	<b>57.012.386,32</b>	<b>-705.329,00</b>	<b>5.448.385,27</b>	<b>61.755.442,58</b>	<b>615.554,05</b>	<b>62.370.996,64</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 3. Retribución de los activos de transporte

#### 3.1. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

En el Cuadro IV.17. se recogen los cálculos de la RCS para 2018 de la actividad de transporte así como la actualización de las retribuciones de años anteriores (2017 y 2016) como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda más exactas (estimada, previsión cierre o real).

**Cuadro IV.17. Determinación de la RCS de la actividad de transporte devengada en 2018 y los ajustes en la RCS de 2017 y 2016 por revisión de las cifras de demanda**

Actualización del RCS <sub>2016</sub>		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
2015	301.665,624	Previsión Cierre
2016	305.888,994	Estimación
ADT	0,014000168	
<b>RCS<sub>2015</sub></b>	<b>234.730.080,61</b>	€
f <sup>A</sup>	0,97	
1+ADT	1,014000168	
<b>RCS<sub>2016</sub></b>	<b>230.875.851,03</b>	€
<b>RCS<sub>2016</sub> en O. IET/2736/2015</b>	<b>230.875.851,03</b>	€

Actualización del RCS <sub>2016</sub>		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	2º Cálculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
	302.515,930	Real
	308.513,620	Previsión Cierre
	0,019826030	
<b>RCS<sub>2016</sub></b>	<b>235.391.715,05</b>	€
f <sup>A</sup>	0,97	
1+ADT	1,019826030	
<b>RCS<sub>2016</sub></b>	<b>232.856.840,33</b>	€
<b>Correc. RCS<sub>2016</sub> en O. IET/1977/2016</b>	<b>1.980.989,31</b>	€

Actualización del RCS <sub>2016</sub>		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	3º Cálculo RCS <sub>2016</sub>	Tipo Dato
	302.515,930	Real
	309.053,895	Real
	0,021611970	
<b>RCS<sub>2016</sub></b>	<b>235.391.715,05</b>	€
f <sup>A</sup>	0,97	
1+ADT	1,021611970	
<b>RCS<sub>2016</sub></b>	<b>233.264.623,83</b>	€
<b>Correc. RCS<sub>2016</sub> en Nueva Orden</b>	<b>407.783,50</b>	€

Actualización del RCS <sub>2017</sub>		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato
2016	308.513,620	Previsión Cierre
2017	314.066,193	Estimación
ADT	0,017997822	
<b>RCS<sub>2016</sub></b>	<b>232.856.840,33</b>	€
f <sup>A</sup>	0,97	
1+ADT	1,017997822	
<b>RCS<sub>2017</sub></b>	<b>229.936.323,61</b>	€
<b>RCS<sub>2017</sub> en O. IET/1977/2016</b>	<b>229.936.323,61</b>	€

Actualización del RCS <sub>2017</sub>		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	2º Cálculo RCS <sub>2017</sub>	Tipo Dato
	309.053,895	Real
	326.797,322	Previsión Cierre
	0,057412079	
<b>RCS<sub>2017</sub></b>	<b>233.264.623,83</b>	€
f <sup>A</sup>	0,97	
1+ADT	1,057412079	
<b>RCS<sub>2017</sub></b>	<b>239.257.125,92</b>	€
<b>Correc. RCS<sub>2017</sub> en Nueva Orden</b>	<b>9.320.802,31</b>	€

Calculo RCS <sub>2018</sub>		
En GWh		
Demanda Gas por Red Tpte	1º Cálculo RCS <sub>2018</sub>	Tipo Dato
2017	326.797,322	Previsión Cierre
2018	325.347,660	Estimación
ADT	-0,004435966	
<b>RCS<sub>2017</sub></b>	<b>239.257.125,92</b>	€
f <sup>A</sup>	0,97	
1+ADT	0,995564034	
<b>RCS<sub>2018</sub></b>	<b>231.049.915,76</b>	€
<b>RCS<sub>2018</sub> en Nueva Orden</b>	<b>231.049.915,76</b>	€

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro IV.18. se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RCS devengada para 2018 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 IV.19., el Cuadro IV.20, el Cuadro IV.21 y el Cuadro IV.22 recogen los ajustes de la RCS devengada en 2014<sup>42</sup>, 2015<sup>42</sup>, 2016 y 2017 a liquidar mediante pago único.

<sup>42</sup> Las correcciones de 2014 y 2015 están motivadas por la inclusión en el régimen retributivo de nuevas instalaciones pem antes de 2014 y 2015.

**Cuadro IV.18. RCS devengada en 2018 por la actividad de transporte, 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)			Total RCS 2018
	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2018	RCS 2018	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,67	53,76%	124.216.886,25	2.538.604.619,22	30,10%	69.557.405,75	<b>193.774.292,00</b>
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	127.524.132,16	1,51%	3.494.143,10	124.606.634,58	1,48%	3.414.204,08	<b>6.908.347,17</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.299.597,24	0,02%	35.608,78	58.499.971,33	0,69%	1.602.890,90	<b>1.638.499,68</b>
Cegas, S.A.	19.223.760,91	0,23%	526.728,32	21.663.111,71	0,26%	593.566,18	<b>1.120.294,50</b>
Gas Andalucía S.A.	1.238.746,60	0,01%	33.941,48	35.045.174,48	0,42%	960.232,80	<b>994.174,28</b>
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	13.461.891,93	0,16%	368.853,93	28.067.145,36	0,33%	769.035,79	<b>1.137.889,72</b>
Reganosa	50.514.787,36	0,60%	1.384.097,99	22.198.238,85	0,26%	608.228,59	<b>1.992.326,58</b>
Gas Extremadura Transporte, S.L.	29.141.442,46	0,35%	798.471,38	39.295.393,61	0,47%	1.076.688,20	<b>1.875.159,58</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,19%	442.102,30	235.316.007,32	2,79%	6.447.625,15	<b>6.889.727,45</b>
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,22%	2.825.249,53	195.840.253,47	2,32%	5.365.995,11	<b>8.191.244,64</b>
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	151.034,86	0,00	0,00%	0,00	<b>151.034,86</b>
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	178.531.140,76	2,12%	4.891.727,88	19.381.921,44	0,23%	531.061,89	<b>5.422.789,77</b>
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00%	0,00	14.571.095,52	0,17%	399.245,95	<b>399.245,95</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00%	0,00	20.251.549,36	0,24%	554.889,57	<b>554.889,57</b>
<b>Total</b>	<b>5.079.181.303,39</b>	<b>60,23%</b>	<b>139.168.845,79</b>	<b>3.353.341.116,26</b>	<b>39,77%</b>	<b>91.881.069,97</b>	<b>231.049.915,76</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.19. Ajustes de la RCS devengada en 2017 por la actividad de transporte, desglosados por empresa**

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2017 (1)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	Valor Reposición	α Reparto RCS 2017	RCS 2017	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.071.005.274,21	83,88%	192.871.996,12	7.072.091.137,89	83,89%	200.712.778,94	7.840.782,82
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	251.992.426,47	2,99%	6.873.461,46	252.130.766,75	2,99%	7.155.714,75	282.253,30
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.371,29	0,71%	1.631.115,19	59.799.568,57	0,71%	1.697.169,54	66.054,35
Cegas, S.A.	40.886.872,62	0,49%	1.115.249,16	40.886.872,62	0,49%	1.160.408,95	45.159,79
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,43%	989.696,94	36.283.921,08	0,43%	1.029.772,74	40.075,81
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,49%	1.132.765,16	41.529.037,29	0,49%	1.178.634,20	45.869,04
Reganosa	72.713.026,21	0,86%	1.983.354,00	72.713.026,21	0,86%	2.063.665,92	80.311,93
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,81%	1.866.714,66	68.436.836,06	0,81%	1.942.303,54	75.588,88
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	150.354,67	5.512.249,80	0,07%	156.442,99	6.088,31
Redexis Infraestructuras, S.L.	251.451.211,28	2,98%	6.858.699,04	251.451.211,28	2,98%	7.136.428,31	277.729,27
Redexis Gas, S.A.	297.168.190,28	3,53%	8.105.696,40	296.626.331,74	3,52%	8.418.541,86	312.845,46
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.243.550,48	2,35%	5.407.382,38	197.913.062,20	2,35%	5.616.963,92	209.581,54
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,17%	397.447,90	14.571.095,52	0,17%	413.541,78	16.093,88
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	552.390,54	20.251.549,36	0,24%	574.758,54	22.368,00
<b>Total</b>	<b>8.429.844.610,24</b>	<b>100,00%</b>	<b>229.936.323,61</b>	<b>8.430.196.666,38</b>	<b>100,00%</b>	<b>239.257.125,97</b>	<b>9.320.802,36</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.20. Ajustes de la RCS devengada en 2016 por la actividad de transporte, desglosados por empresa**

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2016 (2)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	Valor Reposición	α Reparto RCS 2016	RCS 2016	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.071.005.274,21	84,17%	195.991.503,74	7.072.091.137,89	84,18%	196.356.649,63	365.145,89
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	251.992.426,47	3,00%	6.984.632,69	252.130.766,75	3,00%	7.000.412,14	15.779,44
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	59.799.371,29	0,71%	1.657.496,81	59.799.568,57	0,71%	1.660.335,35	2.838,54
Cegas, S.A.	40.886.872,62	0,49%	1.133.287,18	40.886.872,62	0,49%	1.135.224,26	1.937,07
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,43%	1.005.704,27	36.283.921,08	0,43%	1.007.423,28	1.719,01
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,49%	1.151.086,46	41.529.037,29	0,49%	1.153.053,95	1.967,50
Reganosa	72.713.026,21	0,87%	2.015.432,72	72.713.026,21	0,87%	2.018.877,58	3.444,86
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,81%	1.896.906,87	68.436.836,06	0,81%	1.900.149,13	3.242,26
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	152.786,50	5.512.249,80	0,07%	153.047,65	261,15
Redexis Infraestructuras, S.L.	227.158.577,23	2,70%	6.296.297,26	227.158.577,23	2,70%	6.307.059,14	10.761,89
Redexis Gas, S.A.	292.653.579,28	3,48%	8.111.663,46	292.111.720,74	3,48%	8.110.483,54	-1.179,92
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.243.550,48	2,36%	5.494.841,27	197.913.062,20	2,36%	5.495.057,27	216,00
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,17%	403.876,22	14.571.095,52	0,17%	404.566,56	690,34
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	561.324,89	20.251.549,36	0,24%	562.284,38	959,49
<b>Total</b>	<b>8.401.037.365,19</b>	<b>100,00%</b>	<b>232.856.840,33</b>	<b>8.401.389.421,33</b>	<b>100,00%</b>	<b>233.264.623,86</b>	<b>407.783,52</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.21. Ajustes de la RCS devengada en 2015 por la actividad de transporte, desglosados por empresa**

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2015 (3)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	Valor Reposición	α Reparto RCS 2015	RCS 2015	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.047.799.896,41	84,40%	198.661.935,79	7.048.885.760,09	84,41%	198.684.172,45	22.236,65
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,02%	7.103.110,76	252.130.766,75	3,02%	7.106.710,82	3.600,06
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	53.988.660,15	0,65%	1.521.821,26	53.988.660,15	0,65%	1.521.757,13	-64,12
Cegas, S.A.	40.886.872,62	0,49%	1.152.510,77	40.886.872,62	0,49%	1.152.462,21	-48,56
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,43%	1.022.763,73	36.283.921,08	0,43%	1.022.720,63	-43,10
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,50%	1.170.611,97	41.529.037,29	0,50%	1.170.562,65	-49,31
Reganosa	72.713.026,21	0,87%	2.049.619,85	72.713.026,21	0,87%	2.049.533,49	-86,37
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,82%	1.929.083,48	68.436.836,06	0,82%	1.929.002,20	-81,28
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	155.378,16	5.512.249,80	0,07%	155.371,62	-6,54
Redexis Infraestructuras, S.L.	206.066.865,30	2,47%	5.808.570,47	206.066.865,30	2,47%	5.808.325,74	-244,74
Redexis Gas, S.A.	292.653.579,28	3,50%	8.249.258,99	292.111.720,74	3,50%	8.233.638,25	-15.620,74
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.152.299,81	2,37%	5.585.476,33	197.821.811,53	2,37%	5.575.925,66	-9.550,67
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,17%	410.727,05	14.571.095,52	0,17%	410.709,75	-17,30
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	570.846,47	20.251.549,36	0,24%	570.822,46	-24,01
<b>Total</b>	<b>8.350.838.313,64</b>	<b>100,00%</b>	<b>235.391.715,08</b>	<b>8.351.190.172,50</b>	<b>100,00%</b>	<b>235.391.715,05</b>	<b>-0,02</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.22. Ajustes de la RCS devengada en 2014 por la actividad de transporte, desglosados por empresa**

En Euros	O ETU/1977/2016			Nuevo Calculo			Ajuste RCS 2014 (4)
	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	Valor Reposición	α Reparto RCS 2014	RCS 2014	
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	7.025.923.999,29	85,23%	198.736.716,19	7.027.009.862,97	85,24%	198.758.947,01	22.230,82
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	251.992.426,47	3,06%	7.127.909,07	252.130.766,75	3,06%	7.131.517,78	3.608,71
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	24.957.186,86	0,30%	705.944,06	24.957.186,86	0,30%	705.913,94	-30,12
Cegas, S.A.	40.886.872,62	0,50%	1.156.534,40	40.886.872,62	0,50%	1.156.485,04	-49,36
Gas Andalucía S.A.	36.283.921,08	0,44%	1.026.334,38	36.283.921,08	0,44%	1.026.290,57	-43,81
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	41.529.037,29	0,50%	1.174.698,81	41.529.037,29	0,50%	1.174.648,66	-50,15
Reganosa	72.713.026,21	0,88%	2.056.775,47	72.713.026,21	0,88%	2.056.687,66	-87,81
Gas Extremadura Transporte, S.L.	68.436.836,06	0,83%	1.935.818,28	68.436.836,06	0,83%	1.935.735,64	-82,64
Planta de Regasificación de Sagunto	5.512.249,80	0,07%	155.920,63	5.512.249,80	0,07%	155.913,96	-6,67
Redexis Infraestructuras, S.L.	182.410.398,56	2,21%	5.159.697,67	182.410.398,56	2,21%	5.159.477,42	-220,25
Redexis Gas, S.A.	259.420.159,43	3,15%	7.338.011,43	258.878.300,89	3,14%	7.322.371,74	-15.639,69
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	198.152.299,81	2,40%	5.604.976,29	197.821.811,53	2,40%	5.595.389,18	-9.587,11
Gas Navarra, S.A.	14.571.095,52	0,18%	412.160,98	14.571.095,52	0,18%	412.143,38	-17,60
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,25%	572.839,40	20.251.549,36	0,25%	572.814,99	-24,41
<b>Total</b>	<b>8.243.041.056,64</b>	<b>100,00%</b>	<b>233.164.337,06</b>	<b>8.243.392.915,50</b>	<b>100,00%</b>	<b>233.164.336,97</b>	<b>-0,09</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 3.2. Retribución por Disponibilidad (RD) y Retribución Financiera de Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF<sub>NMLL</sub>).

En el Cuadro IV.23 se presentan, desglosados por empresa, los valores de la RD y sus conceptos retributivos, así como la RF<sub>NMLL</sub> devengada para 2018 por las instalaciones puestas en servicio a 1 de septiembre de 2017 y las previstas poner en marcha hasta el 31 de diciembre de 2018.

La misma información (RD y RF<sub>NMLL</sub>) puede agruparse, ver Cuadro IV.24, en dos grupos en función de la forma en que son liquidadas las retribuciones:

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

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

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

- a) Instalaciones incluidas de forma definitiva en el Régimen Retributivo;
- b) Instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta;
- c) Instalaciones puestas en marcha en 2016 que se propone incluir a cuenta;
- d) Instalaciones cuya inclusión definitiva se está tramitando<sup>43</sup>
- e) Instalaciones puestas en marcha pendientes de ser incluidas en el Régimen Retributivo.
- f) Instalaciones previstas poner en servicio hasta finales de 2016 y en 2017

---

<sup>43</sup> Estimación a partir de la información contenida en los expedientes tramitados por esta Comisión. En el caso de instalaciones incluidas de forma provisional y/o a cuenta en el régimen retributivo, sólo se considera el diferencial con la retribución a cuenta ya reconocida.

**Cuadro IV.23. RD y RF<sub>NMLL</sub> devengadas en 2018 por la actividad de transporte, por empresa y concepto retributivo**

En Euros	VI Bruto	Valor Neto a 31/12/2016	Amortización	Retribución Financiera	Coste O&M	COEV	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
ENAGAS, S.A.	10.452.627,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.292.395.957,97	3.067.384.188,37	143.882.020,15	153.500.645,94	175.091.674,04	795.651,97	473.269.992,09	2.629.209,25	475.899.201,34
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	252.808.014,22	161.535.491,70	6.308.457,92	8.163.007,15	5.845.038,56	67.143,90	20.383.647,52	59.149,38	20.442.796,90
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	48.485.079,98	43.159.393,46	1.243.919,63	2.185.965,44	1.547.976,10	0,00	4.977.861,17	10.847,69	4.988.708,86
Cegas, S.A.	24.401.484,08	19.445.977,12	622.870,31	986.817,36	761.037,34	0,00	2.370.725,01	2.982,88	2.373.707,89
Gas Andalucía S.A.	30.519.578,97	23.689.603,99	789.239,19	1.203.864,14	777.868,25	0,00	2.770.971,58	1.936,70	2.772.908,29
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	34.295.251,25	25.712.743,87	887.597,22	1.306.640,82	846.476,97	0,00	3.040.715,01	2.137,84	3.042.852,85
Reganosa	66.133.649,41	50.409.401,16	1.658.153,37	2.544.269,07	1.635.634,27	0,00	5.838.056,71	21.569,45	5.859.626,16
Gas Extremadura Transporte, S.L.	49.434.605,29	39.467.143,15	1.273.591,44	1.998.569,70	1.669.284,08	0,00	4.941.445,21	10.307,89	4.951.753,10
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	4.112.869,33	3.004.976,76	100.717,51	148.669,11	107.473,22	0,00	356.859,84	4.284,21	361.144,05
Redexis Infraestructuras, S.L.	259.853.808,95	225.972.390,53	6.668.134,26	11.450.730,23	7.974.158,40	0,00	26.093.022,90	51.264,45	26.144.287,34
Redexis Gas, S.A.	193.963.839,40	156.086.896,27	5.011.545,38	7.912.185,19	5.707.850,46	0,00	18.631.581,04	32.637,83	18.664.218,86
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	144.723.982,23	60.426.125,68	3.750.519,23	3.053.397,92	6.141.742,52	4.706,55	12.950.366,22	22.291,88	12.972.658,10
Gas Navarra, S.A.	9.724.699,74	7.979.061,82	249.376,85	404.998,51	265.426,92	0,00	919.802,28	1.135,74	920.938,01
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.317.023,99	12.846.364,81	367.664,80	651.706,92	365.739,02	0,00	1.385.110,74	2.173,04	1.387.283,79
Gas Natural Madrid SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>6.435.622.472,36</b>	<b>3.897.119.758,70</b>	<b>172.813.807,25</b>	<b>195.511.467,49</b>	<b>208.737.380,16</b>	<b>867.502,42</b>	<b>577.930.157,32</b>	<b>2.851.928,22</b>	<b>580.782.085,55</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.24. RD y RF<sub>NMLL</sub> devengadas en 2018 por la actividad 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 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
<b>ENAGAS, S.A.</b>	<b>10.452.627,56</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
INCLUSION DEFINITIVA	10.452.627,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.</b>	<b>2.885.484.654,10</b>	<b>1.153.509.306,49</b>	<b>254.620.103,35</b>	<b>1.346.113,61</b>	<b>255.966.216,96</b>	<b>2.406.911.303,87</b>	<b>1.913.874.881,88</b>	<b>218.649.888,73</b>	<b>1.283.095,64</b>	<b>219.932.984,38</b>
INCLUSION DEFINITIVA	2.883.218.208,52	1.152.105.970,05	254.226.217,09	1.346.113,61	255.572.330,70	2.301.512.960,95	1.824.623.184,10	208.847.300,25	599.610,44	209.446.910,69
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	86.679.142,39	74.537.492,01	9.655.805,08	0,00	9.655.805,08
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-480.791,12	-368.606,53	-34.788,44	0,00	-34.788,44
PENDIENTE DE INCLUSION	2.266.445,58	1.403.336,44	393.886,26	0,00	393.886,26	15.374.838,00	15.082.812,30	181.571,85	683.485,20	865.057,05
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.825.153,64	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.</b>	<b>122.760.972,14</b>	<b>54.694.490,19</b>	<b>9.405.750,80</b>	<b>2.659,54</b>	<b>9.408.410,34</b>	<b>130.047.042,08</b>	<b>106.841.001,51</b>	<b>10.977.896,72</b>	<b>56.489,84</b>	<b>11.034.386,56</b>
INCLUSION DEFINITIVA	122.760.972,14	54.694.490,19	9.405.750,80	2.659,54	9.408.410,34	125.782.869,81	104.603.671,40	10.791.370,17	31.794,38	10.823.164,56
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.432.013,91	2.237.330,11	186.526,55	24.695,45	211.222,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.832.158,35	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Gas Natural Transporte SDG, S.L.</b>	<b>1.069.779,72</b>	<b>787.784,07</b>	<b>118.920,55</b>	<b>76,11</b>	<b>118.996,67</b>	<b>47.415.300,26</b>	<b>42.371.609,39</b>	<b>4.858.940,62</b>	<b>10.771,58</b>	<b>4.869.712,19</b>
INCLUSION DEFINITIVA	1.069.779,72	787.784,07	118.920,55	76,11	118.996,67	46.580.141,58	41.618.345,55	4.809.513,47	1.609,58	4.811.123,05
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	655.158,68	573.263,85	49.427,14	0,00	49.427,14
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	180.000,00	180.000,00	0,00	9.162,00	9.162,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Cegas, S.A.</b>	<b>7.164.143,37</b>	<b>4.853.233,89</b>	<b>723.633,37</b>	<b>607,13</b>	<b>724.240,50</b>	<b>17.237.340,71</b>	<b>14.592.743,24</b>	<b>1.647.091,64</b>	<b>2.375,75</b>	<b>1.649.467,39</b>
INCLUSION DEFINITIVA	7.164.143,37	4.853.233,89	723.633,37	607,13	724.240,50	17.237.340,71	14.592.743,24	1.647.091,64	2.375,75	1.649.467,39
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Gas Andalucía S.A.</b>	<b>849.966,03</b>	<b>614.210,83</b>	<b>100.210,49</b>	<b>72,65</b>	<b>100.283,14</b>	<b>29.669.612,94</b>	<b>23.075.393,16</b>	<b>2.670.761,09</b>	<b>1.864,05</b>	<b>2.672.625,14</b>
INCLUSION DEFINITIVA	849.966,03	614.210,83	100.210,49	72,65	100.283,14	29.665.739,68	23.071.519,90	2.670.761,09	1.666,90	2.672.427,99
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.873,26	3.873,26	0,00	197,15	197,15
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.24. RD y RFNMLL devengadas en 2018 por la actividad 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 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
<b>Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)</b>	<b>13.730.288,54</b>	<b>9.316.258,31</b>	<b>1.222.723,76</b>	<b>544,05</b>	<b>1.223.267,80</b>	<b>20.564.962,71</b>	<b>16.396.485,56</b>	<b>1.817.991,25</b>	<b>1.593,79</b>	<b>1.819.585,05</b>
INCLUSION DEFINITIVA	13.730.288,54	9.316.258,31	1.222.723,76	544,05	1.223.267,80	20.084.698,83	15.989.996,70	1.742.038,73	1.593,79	1.743.632,52
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	480.263,88	406.488,86	75.952,53	0,00	75.952,53
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reganosa</b>	<b>42.384.531,60</b>	<b>31.799.302,04</b>	<b>3.757.401,00</b>	<b>16.057,73</b>	<b>3.773.458,73</b>	<b>23.749.117,81</b>	<b>18.610.099,12</b>	<b>2.080.655,71</b>	<b>5.511,72</b>	<b>2.086.167,43</b>
INCLUSION DEFINITIVA	42.384.531,60	31.799.302,04	3.757.401,00	16.057,73	3.773.458,73	23.641.117,81	18.502.099,12	2.080.655,71	14,52	2.080.670,23
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108.000,00	108.000,00	0,00	5.497,20	5.497,20
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Gas Extremadura Transporte, S.L.</b>	<b>19.117.253,65</b>	<b>13.625.729,55</b>	<b>1.750.239,86</b>	<b>5.273,85</b>	<b>1.755.513,71</b>	<b>30.317.351,64</b>	<b>25.841.413,61</b>	<b>3.191.205,36</b>	<b>5.034,03</b>	<b>3.196.239,39</b>
INCLUSION DEFINITIVA	19.117.253,65	13.625.729,55	1.750.239,86	5.273,85	1.755.513,71	30.281.351,64	25.805.413,61	3.191.205,36	3.201,63	3.194.406,99
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Redexis Infraestructuras, S.L.</b>	<b>11.120.510,78</b>	<b>6.654.517,34</b>	<b>1.260.417,11</b>	<b>1.384,41</b>	<b>1.261.801,53</b>	<b>248.733.298,17</b>	<b>219.317.873,19</b>	<b>24.832.605,78</b>	<b>49.880,03</b>	<b>24.882.485,82</b>
INCLUSION DEFINITIVA	11.120.510,78	6.654.517,34	1.260.417,11	1.384,41	1.261.801,53	163.217.141,22	137.312.757,73	16.241.061,00	21.210,79	16.262.271,78
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	69.040.812,72	65.529.771,24	6.974.294,36	0,00	6.974.294,36
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	563.246,54	563.246,54	0,00	28.669,25	28.669,25
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15.912.097,68	15.912.097,68	1.617.250,42	0,00	1.617.250,42
<b>Redexis Gas, S.A.</b>	<b>61.419.432,25</b>	<b>42.238.182,98</b>	<b>5.446.260,44</b>	<b>4.947,34</b>	<b>5.451.207,78</b>	<b>132.544.407,15</b>	<b>113.848.713,29</b>	<b>13.185.320,59</b>	<b>27.690,49</b>	<b>13.213.011,08</b>
INCLUSION DEFINITIVA	61.419.432,25	42.238.182,98	5.446.260,44	4.947,34	5.451.207,78	106.222.777,40	89.320.501,44	10.403.600,53	24.430,37	10.428.030,90
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24.703.200,97	22.909.783,08	2.599.802,50	0,00	2.599.802,50
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.554.379,33	1.554.379,33	181.917,56	0,00	181.917,56
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64.049,45	64.049,45	0,00	3.260,12	3.260,12
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.</b>	<b>4.076.869,33</b>	<b>2.968.976,76</b>	<b>356.859,84</b>	<b>2.451,81</b>	<b>359.311,65</b>	<b>36.000,00</b>	<b>36.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1.832,40</b>	<b>1.832,40</b>
INCLUSION DEFINITIVA	4.076.869,33	2.968.976,76	356.859,84	2.451,81	359.311,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro IV.24. RD y RF<sub>NMLL</sub> devengadas en 2018 por la actividad 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 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS	VI Bruto (€)	Valor Neto a 31/12/2017 (€)	Retribución Disponibilidad (RD)	Retribución Financiera Gas Talón	Total a Retribuir sin RCS
<b>Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)</b>	<b>13.730.288,54</b>	<b>9.316.258,31</b>	<b>1.222.723,76</b>	<b>544,05</b>	<b>1.223.267,80</b>	<b>20.564.962,71</b>	<b>16.396.485,56</b>	<b>1.817.991,25</b>	<b>1.593,79</b>	<b>1.819.585,05</b>
INCLUSION DEFINITIVA	13.730.288,54	9.316.258,31	1.222.723,76	544,05	1.223.267,80	20.084.698,83	15.989.996,70	1.742.038,73	1.593,79	1.743.632,52
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	480.263,88	406.488,86	75.952,53	0,00	75.952,53
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reganosa</b>	<b>42.384.531,60</b>	<b>31.799.302,04</b>	<b>3.757.401,00</b>	<b>16.057,73</b>	<b>3.773.458,73</b>	<b>23.749.117,81</b>	<b>18.610.099,12</b>	<b>2.080.655,71</b>	<b>5.511,72</b>	<b>2.086.167,43</b>
INCLUSION DEFINITIVA	42.384.531,60	31.799.302,04	3.757.401,00	16.057,73	3.773.458,73	23.641.117,81	18.502.099,12	2.080.655,71	14,52	2.080.670,23
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108.000,00	108.000,00	0,00	5.497,20	5.497,20
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Gas Extremadura Transporte, S.L.</b>	<b>19.117.253,65</b>	<b>13.625.729,55</b>	<b>1.750.239,86</b>	<b>5.273,85</b>	<b>1.755.513,71</b>	<b>30.317.351,64</b>	<b>25.841.413,61</b>	<b>3.191.205,36</b>	<b>5.034,03</b>	<b>3.196.239,39</b>
INCLUSION DEFINITIVA	19.117.253,65	13.625.729,55	1.750.239,86	5.273,85	1.755.513,71	30.281.351,64	25.805.413,61	3.191.205,36	3.201,63	3.194.406,99
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Redexis Infraestructuras, S.L.</b>	<b>11.120.510,78</b>	<b>6.654.517,34</b>	<b>1.260.417,11</b>	<b>1.384,41</b>	<b>1.261.801,53</b>	<b>248.733.298,17</b>	<b>219.317.873,19</b>	<b>24.832.605,78</b>	<b>49.880,03</b>	<b>24.882.485,82</b>
INCLUSION DEFINITIVA	11.120.510,78	6.654.517,34	1.260.417,11	1.384,41	1.261.801,53	163.217.141,22	137.312.757,73	16.241.061,00	21.210,79	16.262.271,78
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	69.040.812,72	65.529.771,24	6.974.294,36	0,00	6.974.294,36
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	563.246,54	563.246,54	0,00	28.669,25	28.669,25
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15.912.097,68	15.912.097,68	1.617.250,42	0,00	1.617.250,42
<b>Redexis Gas, S.A.</b>	<b>61.419.432,25</b>	<b>42.238.182,98</b>	<b>5.446.260,44</b>	<b>4.947,34</b>	<b>5.451.207,78</b>	<b>132.544.407,15</b>	<b>113.848.713,29</b>	<b>13.185.320,59</b>	<b>27.690,49</b>	<b>13.213.011,08</b>
INCLUSION DEFINITIVA	61.419.432,25	42.238.182,98	5.446.260,44	4.947,34	5.451.207,78	106.222.777,40	89.320.501,44	10.403.600,53	24.430,37	10.428.030,90
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24.703.200,97	22.909.783,08	2.599.802,50	0,00	2.599.802,50
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.554.379,33	1.554.379,33	181.917,56	0,00	181.917,56
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64.049,45	64.049,45	0,00	3.260,12	3.260,12
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.</b>	<b>4.076.869,33</b>	<b>2.968.976,76</b>	<b>356.859,84</b>	<b>2.451,81</b>	<b>359.311,65</b>	<b>36.000,00</b>	<b>36.000,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1.832,40</b>	<b>1.832,40</b>
INCLUSION DEFINITIVA	4.076.869,33	2.968.976,76	356.859,84	2.451,81	359.311,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCLUSION A CUENTA/PROVISIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROPUESTA INCLUSIÓN A CUENTA PROX O.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EN TRAMITES PARA INCLUSIÓN DEFINITIVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PENDIENTE DE INCLUSION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36.000,00	36.000,00	0,00	1.832,40	1.832,40
PREVISTAS PONER EN SERVICIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

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

En el siguiente cuadro se recoge el listado de instalaciones a incluir a cuenta por la próxima Orden Ministerial, indicando el titular, la fecha puesta en servicio, el Valor de Inversión y, según aplique, la RD de los ejercicios 2016, 2017 y 2018.

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

Instalación	Empresa	Fecha P.E.M	VI a valores unitarios	Retribución Disponibilidad		
				2016 (5)	2017 (6)	2018
Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis Gas, S.A.	11-may.-17	750.229,98	0,00	10.612,85	102.638,50
Pos YESE-01 de Derivación (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis Gas, S.A.	11-may.-17	279.226,00	0,00	0,00	9.886,26
ERM G-650 en Pos YESE-01 (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis Gas, S.A.	11-may.-17	294.357,00	0,00	25.171,14	69.392,80
<b>Total</b>			<b>1.323.812,98</b>	<b>0,00</b>	<b>35.783,99</b>	<b>181.917,56</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 3.2.2. Previsión de Retribución de años anteriores a 2018 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 2.244.046,05 €.
- La retribución financiera de las adquisiciones de gas talón pendientes de incluir en el régimen retributivo que, de acuerdo con la información disponible, se estima en 1.556.758,18 €.

### 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 825.031.556,33 € para el año 2017. De dicha cantidad, 811.832.001,30 € serían cantidades devengadas en el año 2018 y 13.199.555,03 € cantidades devengadas con anterioridad.

No obstante, las cantidades a publicar en el BOE son de 818.423.951,86 € ya que sólo se recoge (1) la RD y la RFNMLL incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva, provisional o a cuenta; (2) la RCS devengada en 2017; y , bajo el epígrafe de ajuste: (3) los ajustes por revisión del RCS de 2014, 2015 y 2016; (4) la retribución a cuenta correspondiente a 2015 y 2016 de las instalaciones que vayan a ser incluidas en el Régimen Retributivo por Orden Ministerial; y (6), de haberlos, la corrección de errores detectados en las retribuciones publicadas en Órdenes Ministeriales anteriores.

En el siguiente cuadro se recogen los valores resultantes por empresas.  
**Cuadro IV.26. Retribución Anual de la Actividad de Transporte a Publicar en el BOE,  
desglosada por empresa**

Retribución 2018 de Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del período de liquidación)				
En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2017	Retribución Financiera Gas Talón	RCS 2017	Total Retribución Anual
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	254.226.217,09	1.346.113,61	124.216.886,25	379.789.216,95
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	9.405.750,80	2.659,54	3.494.143,10	12.902.553,43
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	118.920,55	76,11	35.608,78	154.605,45
Cegas, S.A.	723.633,37	607,13	526.728,32	1.250.968,82
Gas Andalucía S.A.	100.210,49	72,65	33.941,48	134.224,63
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.222.723,76	544,05	368.853,93	1.592.121,73
Reganosa	3.757.401,00	16.057,73	1.384.097,99	5.157.556,73
Gas Extremadura Transporte, S.L.	1.750.239,86	5.273,85	798.471,38	2.553.985,09
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	356.859,84	2.451,81	151.034,86	510.346,51
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.260.417,11	1.384,41	442.102,30	1.703.903,82
Redexis Gas, S.A.	5.446.260,44	4.947,34	2.825.249,53	8.276.457,31
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	11.168.787,66	15.047,92	4.891.727,88	16.075.563,46
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>289.537.421,98</b>	<b>1.395.236,15</b>	<b>139.168.845,79</b>	<b>430.101.503,92</b>
Retribución 2018 de Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)				
En Euros	Retribución Disponibilidad (RD) 2018	Retribución Financiera Gas Talón	RCS 2018	Total Retribución Anual
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	218.503.105,33	599.610,44	69.557.405,75	288.660.121,52
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.791.370,17	31.794,38	3.414.204,08	14.237.368,64
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	4.858.940,62	1.609,58	1.602.890,90	6.463.441,09
Cegas, S.A.	1.647.091,64	2.375,75	593.566,18	2.243.033,57
Gas Andalucía S.A.	2.670.761,09	1.666,90	960.232,80	3.632.660,79
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.817.991,25	1.593,79	769.035,79	2.588.620,84
Reganosa	2.080.655,71	14,52	608.228,59	2.688.898,82
Gas Extremadura Transporte, S.L.	3.191.205,36	3.201,63	1.076.688,20	4.271.095,19
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	23.215.355,36	21.210,79	6.447.625,15	29.684.191,30
Redexis Gas, S.A.	13.185.320,59	24.430,37	5.365.995,11	18.575.746,07
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	1.720.551,93	1.102,19	531.061,89	2.252.716,01
Gas Navarra, S.A.	919.802,28	1.135,74	399.245,95	1.320.183,96
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.385.110,74	0,00	554.889,57	1.940.000,32
<b>Total</b>	<b>285.987.262,07</b>	<b>689.746,10</b>	<b>91.881.069,97</b>	<b>378.558.078,13</b>
Retribución 2018				
En Euros	Activos PEM antes 2008	Activos PEM desde 2008	Ajustes a liquidar en 2017 [1]+[2]+[3]+[4]+[5]+[6]	Total a Publicar en BOE
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	379.789.216,95	288.660.121,52	8.250.396,18	676.699.734,66
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	12.902.553,43	14.237.368,64	305.241,51	27.445.163,58
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	154.605,45	6.463.441,09	68.798,65	6.686.845,19
Cegas, S.A.	1.250.968,82	2.243.033,57	46.998,94	3.541.001,33
Gas Andalucía S.A.	134.224,63	3.632.660,79	41.707,91	3.808.593,33
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	1.592.121,73	2.588.620,84	47.737,07	4.228.479,64
Reganosa	5.157.556,73	2.688.898,82	83.582,61	7.930.038,16
Gas Extremadura Transporte, S.L.	2.553.985,09	4.271.095,19	78.667,22	6.903.747,50
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	510.346,51	0,00	6.336,25	516.682,76
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.703.903,82	29.684.191,30	288.026,17	31.676.121,29
Redexis Gas, S.A.	8.276.457,31	18.575.746,07	316.189,10	27.168.392,49
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	16.075.563,46	2.252.716,01	190.659,76	18.518.939,23
Gas Navarra, S.A.	0,00	1.320.183,96	16.749,32	1.336.933,27
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	1.940.000,32	23.279,07	1.963.279,39
<b>Total</b>	<b>430.101.503,92</b>	<b>378.558.078,13</b>	<b>9.764.369,76</b>	<b>818.423.951,81</b>

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:

- 981.282 MWh de gas operación para la actividad de transporte cuyo coste ascendería a 18.192.963 € si se aplica un precio de 18 €/MWh más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).
- 166.789 MWh de gas operación para la actividad de AASS cuyo coste ascendería a 3.092.270 € si se aplica un precio de 18 €/MWh más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).
- 179.857 MWh de gas operación para la actividad de regasificación cuyo coste ascendería a 0 € si se aplican el porcentaje establecido en la Disposición Transitoria Segunda de la Ley 18/2014.

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

# **ANEXO V. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

---

## **ANEXO V. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

La retribución de la actividad de distribución se compone de tres partidas: (1) la retribución de los activos, la más importante ya que representa en torno al 99,47% de la retribución anual; (2) la retribución por suministro a tarifa de gases manufacturados, que representan tan sólo el 0,1%; 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 2018), el procedimiento es el siguiente:

1. Se recalcula la retribución definitiva del “año n-2” (en nuestro caso 2016) y la nueva retribución provisional del “año n-1” (en nuestro caso 2017), aplicando en los cálculos los valores disponibles más actualizados de número de puntos de suministro y demanda de gas<sup>44</sup>, 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 2016 y 2017) con respecto a los valores calculados para la Orden anterior (en nuestro caso, Orden ETU/1977/2016) por la aplicación de la metodología de la Ley 18/2014.
3. Se determina la retribución 2018 de acuerdo con la metodología de la Ley 18/2014, a partir de la retribución recalculada para el año 2017 y con las variaciones de puntos de suministro y de demanda que hayan sido consideradas, así como el sobrecoste de las empresas que suministran gas manufacturado de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares

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

A continuación se muestran los valores de caracterización del mercado que tienen incidencia en el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de los años 2016, 2017 y 2018.

---

<sup>44</sup> 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.

En el caso del año 2016, se muestra la información real proveniente del Sistema de Liquidaciones (SIFCO).

Para los años 2017 y 2018, se han considerado los escenarios de demanda previstos por esta Comisión para los años 2017 y 2018. Dado que estos escenarios difieren ligeramente de los resultantes de agregar las previsiones de demanda de transportistas y distribuidores, en el cálculo de la retribución por empresa se aplican unos Factores Correctores a las previsiones de demanda realizadas por las distribuidoras

El Cuadro V.1 recoge las previsiones de demanda y las variaciones anuales comunicadas por las compañías reguladas, las previsiones de la CNMC, y el factor corrector que es necesario a aplicar.

**Cuadro V.1. Comparación Escenario Demanda CNMC vs Cias Reguladas y Factores Correctores para las demanda de 2017 y 2018**

En MWh	Demanda Prevista por Cias Reguladas		Demanda Prevista CNMC		Factor Corrector Demanda para adecuarla a Previsión CNMC	
	Año 2017	Año 2018	Año 2017	Año 2018	Año 2017	Año 2018
Peaje 3.1-3.2 (P<4bar y Cons<50MWh/año)	39.539.085	40.770.730	37.416.424	37.219.145	0,946315	0,912889
Peaje 3.3-3.4 (P<4bar y Cons>50MWh/año)	24.095.452	25.979.929	23.756.167	25.314.381	0,985919	0,974382
Peaje 3.5 (P<4bar y Cons>8 GWh/año)	4.802.155	5.124.396	4.819.784	4.816.765	1,003671	0,939967
Peajes Grupo 2 e Interrump (4bar<P<60 bar)	125.939.185	126.624.260	126.222.729	126.501.751	1,002251	0,999032
Distribuidoras	122.948.153	122.354.800	123.224.963	122.236.421	1,002251	0,999032
Transportistas	2.991.032	4.269.461	2.997.766	4.265.330	1,002251	0,999032
Peajes Grupo 1, Mat Prima e Interr (4bar<P<60 bar)	124.338.433	127.277.839	135.544.479	132.551.582	1,090125	1,041435
Suministros GNL Directo a Consumidor Final	10.118.436	10.690.733	11.958.690	12.008.177	1,181871	1,123232
Demanda Nacional	328.832.747	336.467.887	339.718.274	338.411.800	1,033104	1,005777

Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a la diferenciación entre puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre y el resto de municipios, señalar que para los municipios de reciente gasificación se han considerado:

- 1) Los valores definitivos de 2015 utilizados por la Orden ETU/1977/2016
- 2) En 2016, los valores definitivos propuestos por esta Comisión a la Dirección General de Política Energética y Minas conforme a la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015<sup>45</sup> que son recogidos en el en el Acuerdo de esta Sala adoptado en el expediente INF/DE/127/17.
- 1) En 2017 y 2018, los puntos de suministro que prevén alcanzar las empresas distribuidoras a finales de 2017 y 2018 de acuerdo con la información facilitada por las distribuidoras para la realización de esta propuesta

<sup>45</sup> El apartado segundo de la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, dispone que, entre otros, la CNMC realizará las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014 y propondrá a la DGPEM en su propuesta de retribución, de acuerdo con los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre del año anterior, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.

El número de puntos de suministro para el resto de municipios se obtienen restando al número total de puntos de suministros, el número de puntos de suministro considerados para los municipios de reciente gasificación.

**Cuadro V.2. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2016, 2017 y 2018 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 (Cimgr<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 (Cimgr<4b)				
	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Provisional	Previsión
Naturgas Energía Distribución, S.A.	933.992	916.706	925.322	933.013	942.313	0	240	247	294	424
Gas Directo, S.A.	5.403	5.900	0	0	0	0	0	0	0	0
Redexis Gas, S.A.	390.345	428.554	444.980	470.648	496.850	346	2.698	5.312	9.790	21.641
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	70.021	71.863	72.938	74.249	76.447	0	0	0	0	0
Tolosa Gas, S.A.	4.821	4.892	4.932	4.968	5.004	0	0	0	0	0
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	2.168.196	2.175.203	2.176.895	2.180.614	2.183.569	1.840	3.857	6.782	13.570	26.972
Gas Natural Andalucía, S.A.	402.798	401.133	402.203	410.832	416.061	9	670	1.030	2.186	3.784
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	228.027	235.212	239.924	249.816	258.346	558	1.315	3.263	6.512	11.446
Gas Natural Castilla y León, S.A.	418.257	420.598	426.423	436.493	445.368	60	102	5.345	7.180	12.054
CEGAS, S.A.	650.550	647.066	648.392	654.681	656.810	644	3.286	5.130	10.922	19.940
Gas Galicia SDG, S.A.	245.638	250.340	254.056	267.609	276.778	509	2.697	9.526	20.225	32.507
Redexis Gas Murcia, S.A.	91.240	90.465	93.211	97.282	102.980	15	182	388	1.001	2.689
Gas Navarra, S.A.	135.389	137.815	139.911	145.021	148.105	160	474	582	1.132	1.767
Gas Natural Rioja, S.A.	79.342	80.459	82.487	84.909	86.648	78	490	1.044	1.762	2.838
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	16	57	0	59	70	0	0	0	0	0
Madriña Red de Gas, S.A.	841.922	847.433	853.141	867.259	876.823	546	1.378	2.949	3.049	3.169
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	878.182	879.388	892.689	895.528	900.644	674	1.573	2.572	3.223	8.439
Gas Natural Aragón	0	0	1.595	1.628	1.657	0	0	0	0	2.076
Gas Natural Redes	0	0	47	47	47	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>7.544.139</b>	<b>7.593.084</b>	<b>7.659.146</b>	<b>7.774.656</b>	<b>7.874.520</b>	<b>5.439</b>	<b>18.962</b>	<b>44.170</b>	<b>80.846</b>	<b>149.746</b>

	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ACI <sup>PS-6a</sup> )				Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ACI <sup>PS-5a</sup> )				Δ Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔACI <sup>PS-6a</sup> )			Δ Número Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔACI <sup>PS-5a</sup> )		
	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2016	Año 2017	Año 2018
	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.	925.349,0	921.014,0	929.167,5	937.663,0	120,0	243,5	270,5	359,0	-4.335,0	8.153,5	8.495,5	123,5	27,0	88,5
Gas Directo, S.A.	5.651,5	2.950,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2.701,5	-2.950,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redexis Gas, S.A.	409.449,5	436.767,0	457.814,0	483.749,0	1.522,0	4.005,0	7.551,0	15.715,5	27.317,5	21.047,0	25.935,0	2.483,0	3.546,0	8.164,5
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	70.942,0	72.400,5	73.593,5	75.348,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.458,5	1.193,0	1.754,5	0,0	0,0	0,0
Tolosa Gas, S.A.	4.856,5	4.912,0	4.950,0	4.986,0	0,0	0,0	0,0	0,0	55,5	38,0	36,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	2.171.699,5	2.176.049,0	2.178.754,5	2.182.091,5	2.848,5	5.319,5	10.176,0	20.271,0	4.349,5	2.705,5	3.337,0	2.471,0	4.856,5	10.095,0
Gas Natural Andalucía, S.A.	401.965,5	401.668,0	406.517,5	413.446,5	339,5	850,0	1.608,0	2.985,0	-297,5	4.849,5	6.929,0	510,5	758,0	1.377,0
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	231.619,5	237.568,0	244.870,0	254.081,0	936,5	2.289,0	4.887,5	8.979,0	5.948,5	7.302,0	9.211,0	1.352,5	2.598,5	4.091,5
Gas Natural Castilla y León, S.A.	419.427,5	423.510,5	431.458,0	440.930,5	81,0	2.723,5	6.262,5	9.617,0	4.083,0	7.947,5	9.472,5	2.642,5	3.539,0	3.354,5
CEGAS, S.A.	648.808,0	647.729,0	651.536,5	655.745,5	1.965,0	4.208,0	8.026,0	15.431,0	-1.079,0	3.807,5	4.209,0	2.243,0	3.818,0	7.405,0
Gas Galicia SDG, S.A.	247.989,0	252.198,0	260.832,5	272.193,5	1.603,0	6.111,5	14.875,5	26.366,0	4.209,0	8.634,5	11.361,0	4.508,5	8.764,0	11.490,5
Redexis Gas Murcia, S.A.	90.852,5	91.838,0	95.246,5	100.131,0	98,5	285,0	694,5	1.845,0	985,5	3.408,5	4.884,5	186,5	409,5	1.150,5
Gas Navarra, S.A.	136.602,0	138.863,0	142.466,0	146.563,0	317,0	528,0	857,0	1.449,5	2.261,0	3.603,0	4.097,0	211,0	329,0	592,5
Gas Natural Rioja, S.A.	79.900,5	81.473,0	83.698,0	85.778,5	284,0	767,0	1.403,0	2.300,0	1.572,5	2.225,0	2.080,5	483,0	636,0	897,0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	36,5	28,5	29,5	64,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-8,0	1,0	35,0	0,0	0,0	0,0
Madriña Red de Gas, S.A.	844.677,5	850.287,0	860.200,0	872.041,0	962,0	2.163,5	2.999,0	3.109,0	5.609,5	9.913,0	11.841,0	1.201,5	835,5	110,0
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	878.785,0	886.038,5	894.108,5	898.086,0	1.123,5	2.072,5	2.897,5	5.831,0	7.253,5	8.070,0	3.977,5	949,0	825,0	2.933,5
Gas Natural Aragón	0,0	797,5	1.611,5	1.642,5	0,0	0,0	0,0	1.038,0	797,5	814,0	31,0	0,0	0,0	1.038,0
Gas Natural Redes	0,0	23,5	47,0	47,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,5	23,5	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>7.568.611,5</b>	<b>7.626.115,0</b>	<b>7.716.901,0</b>	<b>7.824.588,0</b>	<b>12.200,5</b>	<b>31.566,0</b>	<b>62.508,0</b>	<b>115.296,0</b>	<b>57.503,5</b>	<b>90.786,0</b>	<b>107.687,0</b>	<b>19.365,5</b>	<b>30.942,0</b>	<b>52.788,0</b>

**Cuadro V.2. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2016, 2017 y 2018 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 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2016	Año 2017	Año 2018
	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.	4.398.434,1	4.360.801,8	4.053.405,2	4.209.595,0	3.131.104,2	3.175.867,8	3.023.045,6	3.084.410,1	-37.632,3	-307.396,6	156.189,8	44.763,6	-152.822,2	61.364,5
Gas Directo, S.A.	42.893,6	33.381,3	0,0	0,0	38.556,5	28.122,9	0,0	0,0	9.512,3	-33.381,3	0,0	-10.433,6	-28.122,9	0,0
Redexis Gas, S.A.	2.121.390,4	2.356.370,5	2.347.197,9	2.376.848,5	2.032.978,1	2.249.413,0	2.169.248,5	2.504.569,5	234.980,1	-9.172,6	29.650,6	216.434,9	-80.164,6	335.321,0
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	298.244,5	321.561,2	306.924,5	299.044,1	130.350,1	145.734,4	144.625,7	144.983,5	23.316,7	-14.636,7	-7.880,4	15.384,4	-1.108,8	357,9
Tolosa Gas, S.A.	26.932,5	26.622,9	24.183,9	23.461,5	16.823,9	18.454,4	17.133,3	17.282,9	-309,6	-2.439,0	-722,4	1.630,4	-1.321,0	149,6
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	10.200.555,1	10.005.887,7	10.349.331,4	10.033.712,8	4.056.940,3	3.984.431,9	3.993.147,3	4.108.364,9	-194.667,4	343.443,7	-315.618,6	-72.508,5	8.715,4	115.217,6
Gas Natural Andalucía, S.A.	955.086,2	956.291,5	911.002,5	945.842,7	757.414,0	830.330,3	837.777,4	927.100,7	1.205,3	-45.289,0	34.840,2	72.916,3	7.447,1	89.323,3
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.487.600,9	1.614.328,9	1.621.955,9	1.698.814,6	626.703,7	689.396,5	695.050,7	745.112,2	126.728,0	7.627,0	76.858,8	62.692,8	5.654,3	50.061,5
Gas Natural Castilla y León, S.A.	2.825.723,6	3.023.281,1	2.917.368,7	3.083.928,0	2.368.778,7	2.481.038,8	2.380.261,1	2.653.385,3	197.557,6	-105.912,4	166.559,2	112.260,1	-100.777,7	273.124,1
CEGAS, S.A.	1.824.509,4	1.753.303,7	1.891.741,5	1.672.805,5	744.946,2	831.656,2	848.594,6	905.740,4	-71.205,7	138.437,8	-218.936,0	86.710,0	16.938,4	57.145,9
Gas Galicia SDG, S.A.	1.002.851,0	1.085.128,1	1.032.469,6	1.185.218,0	643.068,9	733.321,1	729.398,9	809.306,4	82.277,1	-52.658,5	152.748,4	90.252,2	-3.922,2	79.907,5
Redexis Gas Murcia, S.A.	298.323,9	277.595,1	298.549,5	284.800,4	185.977,9	198.996,1	200.622,5	233.612,3	-20.728,8	20.954,4	-13.749,1	13.018,2	1.626,4	32.989,8
Gas Navarra, S.A.	944.360,0	1.002.077,5	990.578,2	1.017.644,3	1.126.654,8	1.214.485,0	1.187.731,4	1.270.581,6	57.717,5	-11.499,3	27.066,1	87.830,2	-26.753,6	82.850,2
Gas Natural Rioja, S.A.	508.252,3	538.586,3	533.308,8	547.049,4	401.304,9	440.926,8	426.022,6	470.521,0	30.334,0	-5.277,5	13.740,6	39.622,0	-14.904,2	44.498,4
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	194,3	156,1	163,8	158,0	23.337,6	36.213,4	37.210,9	39.622,2	-38,2	7,7	-5,8	12.875,9	997,4	2.411,3
Madriñeña Red de Gas, S.A.	5.282.037,5	5.853.698,2	5.408.018,7	5.305.694,3	2.452.821,8	2.758.648,5	2.766.195,5	2.913.023,7	571.660,7	-445.679,5	-102.324,5	305.826,7	7.547,0	146.828,2
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	4.395.404,7	4.774.146,6	4.714.140,8	4.508.595,3	3.847.740,2	4.251.783,7	4.223.387,8	4.409.730,7	378.741,9	-60.005,8	-205.545,5	404.043,5	-28.395,9	186.343,0
Gas Natural Aragón	1.476,2	15.875,4	16.083,5	25.932,8	311,9	10.847,3	12.163,8	12.358,8	14.399,1	208,2	9.849,3	10.535,4	1.316,5	195,0
Gas Natural Redes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64.241,3	64.549,9	64.674,5	0,0	0,0	0,0	64.241,3	308,7	124,6
<b>TOTAL</b>	<b>36.614.270,349</b>	<b>37.999.093,818</b>	<b>37.416.424,218</b>	<b>37.219.144,944</b>	<b>22.585.813,775</b>	<b>24.143.909,405</b>	<b>23.756.167,471</b>	<b>25.314.380,952</b>	<b>1.384.823,469</b>	<b>-582.669,600</b>	<b>-197.279,274</b>	<b>1.558.095,630</b>	<b>-387.741,934</b>	<b>1.558.213,481</b>

	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 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2016	Año 2017	Año 2018
	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.	449.905,1	519.070,8	555.525,8	525.468,8	16.904.462,1	16.633.405,0	17.936.594,0	18.057.776,7	69.165,7	36.455,0	-30.057,0	-271.057,1	1.303.189,0	121.182,7
Gas Directo, S.A.	16.577,8	15.940,0	0,0	0,0	214.250,7	178.266,0	0,0	0,0	-637,8	-15.940,0	0,0	-35.984,7	-178.266,0	0,0
Redexis Gas, S.A.	458.217,6	434.117,0	431.328,8	477.952,4	4.255.401,9	4.081.325,2	5.223.448,6	6.220.266,4	-24.100,6	-2.788,2	46.623,5	-174.076,7	1.142.123,5	996.817,8
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	15.995,9	20.341,9	20.722,8	19.504,6	1.355.822,1	1.417.447,0	1.513.973,2	1.514.655,8	4.346,0	380,9	-1.218,3	61.625,0	96.526,2	682,6
Tolosa Gas, S.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	1.158.012,3	1.040.973,8	1.031.545,7	1.030.173,7	59.353.797,5	33.846.567,4	35.719.611,3	35.129.598,6	-117.038,5	-9.428,1	-1.372,0	-25.507.230,1	1.873.043,9	-590.012,7
Gas Natural Andalucía, S.A.	201.036,4	215.334,6	228.108,0	231.940,2	5.371.795,3	5.371.218,1	6.009.850,9	5.596.240,4	14.298,2	12.773,4	3.832,2	-577,2	638.632,8	-413.610,6
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	227.095,5	235.888,7	234.680,2	241.959,2	1.634.581,5	3.876.127,5	4.115.120,0	4.042.173,3	8.793,2	-1.208,5	7.279,0	2.241.546,0	238.992,5	-72.946,8
Gas Natural Castilla y León, S.A.	420.937,1	497.468,3	555.015,8	541.591,6	185.350,4	105.732,3	36.777,8	32.306,7	76.531,2	57.547,5	-13.424,2	-79.618,2	-68.954,5	-4.471,1
CEGAS, S.A.	177.548,5	177.205,1	172.218,4	174.789,4	19.403.679,5	20.546.762,1	21.371.625,6	21.484.358,1	-343,5	-4.986,7	2.571,0	1.143.082,6	824.863,5	112.732,5
Gas Galicia SDG, S.A.	92.956,6	76.504,1	77.886,9	99.922,0	124.626,4	186.937,4	190.641,7	190.261,7	-16.452,5	-21.382,8	2.035,1	62.311,0	3.704,3	-380,0
Redexis Gas Murcia, S.A.	77.842,1	58.342,8	47.083,8	54.266,9	1.054.679,3	1.055.533,0	1.501.067,3	1.564.047,5	-19.499,4	-11.259,0	7.183,1	853,7	445.534,3	62.980,2
Gas Navarra, S.A.	155.553,0	176.312,4	191.976,2	194.447,3	329.686,7	4.772.979,1	5.166.949,1	4.980.286,1	20.759,4	15.663,8	2.471,1	4.443.292,4	393.969,9	-186.663,0
Gas Natural Rioja, S.A.	81.404,6	87.758,4	89.410,8	91.157,6	20.461,5	288.364,1	462.292,8	300.645,3	6.553,8	1.652,4	1.746,7	267.902,6	173.928,7	-161.647,5
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Madriñeña Red de Gas, S.A.	557.339,4	645.079,6	656.753,7	627.097,5	681.760,1	648.885,3	653.336,3	654.530,0	87.740,2	11.674,1	-29.656,2	-32.874,8	4.451,1	1.193,6
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	297.635,8	377.626,2	416.193,1	416.791,0	1.956.000,0	2.049.762,1	2.169.439,9	2.026.561,7	79.990,4	38.566,9	597,9	93.762,1	119.677,8	-142.878,2
Gas Natural Aragón	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5.126.041,5	5.439.203,0	5.348.725,8	0,0	0,0	0,0	5.126.041,5	313.161,5	-90.477,2
Gas Natural Redes	0,0	91.278,3	91.334,2	89.702,5	-549,6	14.509.101,9	15.715.031,7	15.093.986,7	91.278,3	55,8	-1.631,7	14.509.651,5	1.205.929,8	-621.045,0
<b>TOTAL</b>	<b>4.388.057,730</b>	<b>4.669.241,908</b>	<b>4.819.784,296</b>	<b>4.816.764,612</b>	<b>112.845.805,413</b>	<b>114.694.454,863</b>	<b>123.224.963,250</b>	<b>122.236.420,768</b>	<b>281.184,178</b>	<b>150.542,388</b>	<b>-3.019,684</b>	<b>1.848.649,450</b>	<b>8.530.508,387</b>	<b>-988.542,482</b>

Fuente: SIFCO (año 2016 y anteriores) Empresas Distribuidoras (años 2017 y 2018)

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

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

En el cuadro adjunto se recogen, el extracoste real hasta el año 2016 y las mejores previsiones para el año 2017 y 2018 obtenidas a partir de la información presentada por las empresas<sup>46</sup>. Para determinar las previsiones de 2017 y 2018, se ha proyectado el extracoste real auditado hasta mitad 2017 al año completo 2017, y se ha aplicado el mismo extracoste unitario del año 2017 a la previsión de demanda de 2018.

**Cuadro V.3. Evolución y previsión del Extracoste de GLP**

		2.014	2.015	2.016	ene-jun 2017	2.017	2.018
		Real	Real	Real	Real	Previsión	previsión
<b>GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.</b>							
Compras propano	(kg)	752.613	1.607.937	2.409.091	1.350.721		
	(MWh)	10.506	22.447	33.631	19.490	37.375	39.780
Extracoste	(€)	324.362,24	292.945,05	48.195,61	455.285,62	873.089,84	929.283,29
Extracoste unitario	(€/MWh)	<b>30,872545</b>	<b>13,050638</b>	<b>1,433075</b>	<b>23,360478</b>	<b>23,360478</b>	<b>23,360478</b>

		2.014	2.015	ene-may 2016
		Real	Real	Real
<b>Redexis Gas, S.A.</b>				
Compras propano	(kg)	471.588	570.120	319.000
	(MWh)	6.536	7.901	4.421
Extracoste	(€)	253.589,85	56.633,93	-1.711,81
Extracoste unitario	(€/MWh)	<b>38,801335</b>	<b>7,167834</b>	<b>-0,387206</b>

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

### 4. Cálculo de la retribución de distribución de la actividad

En los cuadros Cuadro V.4, Cuadro IV.5 y

<sup>46</sup> Valores auditados de las cantidades de propano adquiridas y su coste para el año 2016 y los 6 primeros meses de 2017; y previsiones de demanda para 2017 y 2018 suministrada con gas manufacturado canalizado

Cuadro V.6 se recoge la retribución por empresa de los años 2016, 2017 y 2018, respectivamente, en aplicación del nuevo modelo retributivo.

**Cuadro V.4. Determinación Retribución 2016 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014**

En Euros	Retribución Año 2015 Definitiva sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro a 31/dic conectados a P<4 bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2016 Provisional
		en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI <sup>mgc&lt;4b&gt;</sup> )	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI <sup>mgc&lt;4b&gt;</sup> )	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI <sup>mgc&lt;4b&gt;</sup> )	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI <sup>mgc&lt;4b&gt;</sup> )	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar		
							50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh		
Naturgas Energía Distribución, S.A.	173.714.880,0	-4.335	123,50	-37.632	44.764	-201.891	-216.750	8.645	-282.243	201.436	-252.364		171.040.835
Gas Directo, S.A.	1.426.170,8	-2.702	0,00	-9.512	-10.434	-36.623	-135.075	0	-71.342	-46.951	-45.778		1.127.024
Redexis Gas, S.A.	73.037.509,3	27.318	2.483,00	234.980	216.435	-198.177	1.365.875	173.810	1.762.351	973.957	-247.722	-1.712	77.068.722
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.899.726,7	1.459	0,00	23.317	15.384	65.971	72.925	0	174.875	69.230	82.464		12.299.220
Tolosa Gas, S.A.	753.066,2	56	0,00	-310	1.630	0	2.775	0	-2.322	7.337	0		760.856
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	421.466.184,5	4.350	2.471,00	-194.667	-72.508	-25.624.269	217.475	172.970	-1.460.005	-326.288	-32.030.336		388.040.000
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.338.226,7	-298	510,50	1.205	72.916	13.721	-14.875	35.735	9.040	328.123	17.151		62.713.401
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	40.144.831,9	5.949	1.352,50	126.728	62.693	2.250.339	297.425	94.675	950.460	282.117	2.812.924		44.582.433
Gas Natural Castilla y León, S.A.	74.503.853,4	4.083	2.642,50	197.558	112.260	-3.087	204.150	184.975	1.481.682	505.170	-3.859		76.875.972
CEGAS, S.A.	118.109.627,8	-1.079	2.243,00	-71.206	86.710	1.142.739	-53.950	157.010	-534.043	390.195	1.428.424		119.497.264
Gas Galicia SDG, S.A.	36.039.400,2	4.209	4.508,50	82.277	90.252	45.858	210.450	315.595	617.078	406.135	57.323		37.645.981
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.251.230,7	986	186,50	-20.729	13.018	-18.646	49.275	13.055	-155.466	58.582	-23.307		15.193.369
Gas Navarra, S.A.	26.880.635,3	2.261	211,00	57.718	87.830	4.464.052	113.050	14.770	432.881	395.236	5.580.065		33.416.637
Gas Natural Rioja, S.A.	13.759.480,1	1.573	483,00	30.334	39.622	274.256	78.625	33.810	227.505	178.299	342.821		14.620.539
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	81.530,9	-8	0,00	-38	12.876	0	-400	0	-287	57.941	0	48.196	186.981
Madriñeña Red de Gas, S.A.	135.930.589,8	5.610	1.201,50	571.661	305.827	54.865	280.475	84.105	4.287.455	1.376.220	68.582		142.027.427
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	143.324.891,8	7.254	949,00	378.742	404.043	173.753	362.675	66.430	2.840.565	1.818.196	217.191		148.629.948
Gas Natural Aragón	0,0	798	0,00	14.399	10.535	5.126.042	39.875	0	107.993	47.409	6.407.552		6.602.829
Gas Natural Redes	0,0	24	0,00	0	64.241	14.600.930	1.175	0	0	289.086	18.251.162		18.541.423
<b>TOTAL</b>	<b>1.348.661.836</b>	<b>57.504</b>	<b>19.366</b>	<b>1.384.823</b>	<b>1.558.096</b>	<b>2.129.834</b>	<b>2.875.175</b>	<b>1.355.585</b>	<b>10.386.176</b>	<b>7.011.430</b>	<b>2.662.292</b>	<b>46.484</b>	<b>1.370.870.863</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro V.5. Determinación Retribución 2017 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014**

Retribución Año 2016 Provisional sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro a 31/dic conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2017	
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI <sup>TRC&lt;4b&gt;</sup> )	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI <sup>TRC&lt;4b&gt;</sup> )	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P< 60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI <sup>TRC&lt;4b&gt;</sup> )	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI <sup>TRC&lt;4b&gt;</sup> )	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P< 60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar			
	50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh								
Naturgas Energía Distribución, S.A.	171.040.835	8.154	27	-307.397	-152.822	1.339.644	407.675	1.890	-2.305.475	-687.700	1.674.555		170.937.091
Gas Directo, S.A.	1.127.024	-2.950	0	-33.381	-28.123	-194.206	-147.500	0	-250.360	-126.553	-242.757		359.854
Redexis Gas, S.A.	77.070.434	21.047	3.546	-9.173	-80.165	1.139.335	1.052.350	248.220	-68.795	-360.741	1.424.169	0	83.178.884
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.299.220	1.193	0	-14.637	-1.109	96.907	59.650	0	-109.775	-4.989	121.134		12.365.240
Tolosa Gas, S.A.	760.856	38	0	-2.439	-1.321	0	1.900	0	-18.293	-5.945	0		738.518
Gas Natural Distribución SDG, S. A.	388.040.000	2.706	4.857	343.444	8.715	1.863.616	135.275	339.955	2.575.828	39.219	2.329.520		393.459.797
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.713.401	4.850	758	-45.289	7.447	651.406	242.475	53.060	-339.668	33.512	814.258		63.517.038
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	44.582.433	7.302	2.599	7.627	5.654	237.784	365.100	181.895	57.202	25.444	297.230		45.509.305
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.875.972	7.948	3.539	-105.912	-100.778	-11.407	397.375	247.730	-794.343	-453.500	-14.259		76.258.975
CEGAS, S.A.	119.497.264	3.808	3.818	138.438	16.938	819.877	190.375	267.260	1.038.283	76.223	1.024.846		122.094.251
Gas Galicia SDG, S.A.	37.645.981	8.635	8.764	-52.659	-3.922	25.087	431.725	613.480	-394.939	-17.650	31.359		38.309.956
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.193.369	3.409	410	20.954	1.626	434.275	170.425	28.665	157.158	7.319	542.844		16.099.780
Gas Navarra, S.A.	33.416.637	3.603	329	-11.499	-26.754	409.634	180.150	23.030	-86.245	-120.391	512.042		33.925.224
Gas Natural Rioja, S.A.	14.620.539	2.225	636	-5.278	-14.904	175.581	111.250	44.520	-39.581	-67.069	219.476		14.889.135
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	138.786	1	0	8	997	0	50	0	58	4.488	0	873.090	1.016.472
Madrileña Red de Gas, S.A.	142.027.427	9.913	836	-445.679	7.547	16.125	495.650	58.485	-3.342.596	33.962	20.157		139.293.084
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	148.629.948	8.070	825	-60.006	-28.396	158.245	403.500	57.750	-450.044	-127.782	197.806		148.711.178
Gas Natural Aragón	6.602.829	814	0	208	1.316	313.161	40.700	0	1.561	5.924	391.452		7.042.467
Gas Natural Redes	18.541.423	24	0	0	309	1.205.986	1.175	0	0	1.389	1.507.482		20.051.469
<b>TOTAL</b>	<b>1.370.824.379</b>	<b>90.786</b>	<b>30.942</b>	<b>-582.670</b>	<b>-387.742</b>	<b>8.681.051</b>	<b>4.539.300</b>	<b>2.165.940</b>	<b>-4.370.022</b>	<b>-1.744.839</b>	<b>10.851.313</b>	<b>873.090</b>	<b>1.387.757.717</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro V.6. Determinación Retribución 2018 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014**

En Euros	Retribución Año 2017 Provisional sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro a 31/dic conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2018
		en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI <sup>mgc</sup> <sub>ab</sub> )	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI <sup>mgc</sup> <sub>ab</sub> )	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI <sup>mgc</sup> <sub>ab</sub> )	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI <sup>mgc</sup> <sub>ab</sub> )	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P<60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P<4bar		
Naturgas Energía Distribución, S.A.	170.937.091	8.496	89	156.190	61.365	91.126	424.775	6.195	1.171.423	276.140	113.907		174.494.263
Gas Directo, S.A.	359.854	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359.854
Redexis Gas, S.A.	83.178.884	25.935	8.165	29.651	335.321	1.043.441	1.296.750	571.515	222.380	1.508.945	1.304.302	0	89.376.146
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.365.240	1.755	0	-7.880	358	-536	87.725	0	-59.103	1.611	-670		12.394.802
Tolosa Gas, S.A.	738.518	36	0	-722	150	0	1.800	0	-5.418	673	0		735.574
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	393.459.797	3.337	10.095	-315.619	115.218	-591.385	166.850	706.650	-2.367.139	518.479	-739.231		391.745.406
Gas Natural Andalucía, S.A.	63.517.038	6.929	1.377	34.840	89.323	-409.778	346.450	96.390	261.301	401.955	-512.223		64.110.911
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	45.509.305	9.211	4.092	76.859	50.062	-65.668	460.550	286.405	576.441	225.277	-82.085		46.975.893
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.258.975	9.473	3.355	166.559	273.124	-17.895	473.625	234.815	1.249.194	1.229.059	-22.369		79.423.299
CEGAS, S.A.	122.094.251	4.209	7.405	-218.936	57.146	115.304	210.450	518.350	-1.642.020	257.156	144.129		121.582.317
Gas Galicia SDG, S.A.	38.309.956	11.361	11.491	152.748	79.908	1.655	568.050	804.335	1.145.613	359.584	2.069		41.189.607
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.099.780	4.885	1.151	-13.749	32.990	70.163	244.225	80.535	-103.118	148.454	87.704		16.557.581
Gas Navarra, S.A.	33.925.224	4.097	593	27.066	82.850	-184.192	204.850	41.475	202.996	372.826	-230.240		34.517.130
Gas Natural Rioja S.A.	14.889.135	2.081	897	13.741	44.498	-159.901	104.025	62.790	103.055	200.243	-199.876		15.159.372
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	143.382	35	0	-6	2.411	0	1.750	0	-43	10.851	0	929.283	1.085.222
Madrid Red de Gas, S.A.	139.293.084	11.841	110	-102.324	146.828	-28.463	592.050	7.700	-767.433	660.727	-35.578		139.750.549
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	148.711.178	3.978	2.934	-205.545	186.343	-142.280	198.875	205.345	-1.541.591	838.543	-177.850		148.234.500
Gas Natural Aragón	7.042.467	31	1.038	9.849	195	-90.477	1.550	72.660	73.870	878	-113.096		7.078.327
Gas Natural Redes	20.051.469	0	0	0	125	-622.677	0	0	0	561	-778.346		19.273.684
<b>TOTAL</b>	<b>1.386.884.627</b>	<b>107.687</b>	<b>52.788</b>	<b>-197.279</b>	<b>1.558.213</b>	<b>-991.562</b>	<b>5.384.350</b>	<b>3.695.160</b>	<b>-1.479.595</b>	<b>7.011.961</b>	<b>-1.239.453</b>	<b>929.283</b>	<b>1.404.044.437</b>

Fuente: Elaboración Propia

Determinadas las retribuciones de 2016 y 2017 con los datos más actualizados de gas suministrado y puntos de suministro, se calcula la diferencia con las retribuciones calculadas anteriormente para dichos años

**Cuadro V.7. Determinación de los ajustes a realizar en la Retribución 2016 y 2017 por Empresa**

En Euros	A Puntos de Suministro 11/dic conectados a P4bar en		A Demanda en			Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Total Retribución Año 2018	
	Retribución Año 2017 Provisional sin Extracoste GLP	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ACI <sup>TM</sup> )	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ACI <sup>TM</sup> )	Redes P4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4barPc 60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o más (ACI <sup>TM</sup> )	por Ptos Suministro de					Redes de 4barPc 60 bar + Ptos Suministro >80 GWh/año en Redes P4bar
								<50MWh/año	>50MWh/año	>50MWh/año			
Naturgas Energía Distribución, S.A.	170.937.091	8.496	89	156.190	61.365	91.126	424.775	6.195	1.171.423	276.140	113.907		174.494.263
Gas Directo, S.A.	359.854	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359.854
Redexis Gas, S.A.	83.178.884	25.935	8.165	29.651	335.321	1.043.441	1.296.750	571.515	222.380	1.508.945	1.304.302	0	89.376.146
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.365.240	1.755	0	-7.880	358	-536	87.725	0	-59.103	1.611	-670	0	12.394.802
Tolosa Gas, S.A.	738.518	36	0	-722	150	0	1.800	0	-5.418	673	0	0	735.574
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	393.459.797	3.337	10.095	-315.619	115.218	-591.385	166.850	706.650	-2.367.139	518.479	-739.231	0	391.745.406
Gas Natural Andalucía, S.A.	63.517.038	6.929	1.377	34.840	89.323	-409.778	346.450	96.390	261.301	401.955	-512.223	0	64.110.911
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	45.509.305	9.211	4.092	76.859	50.062	-65.668	460.550	286.405	576.441	225.277	-82.085	0	46.975.893
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.258.975	9.473	3.355	166.559	273.124	-17.895	473.625	234.815	1.249.194	1.229.059	-22.369	0	79.423.299
CEGAS, S.A.	122.094.251	4.209	7.405	-218.936	57.146	115.304	210.450	518.350	-1.642.020	257.156	144.129	0	121.582.317
Gas Galicia SDG, S.A.	38.309.956	11.361	11.491	152.748	79.908	1.655	568.050	804.335	1.145.613	359.584	2.069	0	41.189.607
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.099.780	4.885	1.151	-13.749	32.990	70.163	244.225	80.535	-103.118	148.454	87.704	0	16.557.581
Gas Navarra, S.A.	33.925.224	4.097	593	27.066	82.850	-184.192	204.850	41.475	202.996	372.826	-230.240	0	34.517.130
Gas Natural Rioja, S.A.	14.889.135	2.081	897	13.741	44.498	-159.901	104.025	62.790	103.055	200.243	-199.876	0	15.159.372
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	143.382	35	0	-6	2.411	0	1.750	0	-43	10.851	0	929.283	1.085.222
Madridiña Red de Gas, S.A.	139.293.084	11.841	110	-102.324	146.828	-28.463	592.050	7.700	-767.433	660.727	-35.578	0	139.750.549
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	148.711.178	3.978	2.934	-205.545	186.343	-142.280	198.875	205.345	-1.541.591	838.543	-177.850	0	148.234.500
Gas Natural Aragón	7.042.467	31	1.038	9.849	195	-90.477	1.550	72.660	73.870	878	-113.096	0	7.078.327
Gas Natural Redes	20.051.469	0	0	0	125	-622.677	0	0	0	561	-778.346	0	19.273.684
<b>TOTAL</b>	<b>1.386.884.627</b>	<b>107.687</b>	<b>52.788</b>	<b>-197.278</b>	<b>1.558.213</b>	<b>-991.562</b>	<b>5.384.350</b>	<b>3.695.160</b>	<b>-1.479.595</b>	<b>7.011.961</b>	<b>-1.239.453</b>	<b>929.283</b>	<b>1.404.044.437</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

**Cuadro V.8. Retribución a la actividad de distribución a publicar en BOE**

En €	Retribución Provisional Año 2018 a Liquidar en 2018	Ajuste Retribución de 2017 a Liquidar en 2017	Ajuste Retribución de 2016 a Liquidar en 2017	Propuesta Retribución CNMC
Ex Naturgas Energía Distribución, S.A.	174.494.262,91	-4.019.141,64	-1.544.679,96	<b>168.930.441,31</b>
Gas Directo, S.A.	359.853,65	359.853,65	1.127.024,17	<b>1.846.731,47</b>
Redexis Gas, S.A.	89.376.146,26	2.373.893,69	-2.294.821,32	<b>89.455.218,63</b>
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.394.802,21	56.493,06	161.358,69	<b>12.612.653,96</b>
Tolosa Gas, S.A.	735.573,69	-35.376,62	-4.127,14	<b>696.069,94</b>
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	391.745.406,05	-14.624.451,15	-42.490.721,79	<b>334.630.233,11</b>
Gas Natural Andalucía, S.A.	64.110.911,41	-713.641,91	-786.009,60	<b>62.611.259,91</b>
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	46.975.146,26	1.231.539,60	3.614.294,15	<b>51.821.726,25</b>
Gas Natural Castilla y León, S.A.	79.423.298,97	-859.241,18	905.658,48	<b>79.469.716,27</b>
CEGAS, S.A.	121.582.317,11	-926.917,79	-1.618.899,12	<b>119.036.500,21</b>
Gas Galicia SDG, S.A.	41.189.606,89	401.514,05	465.448,82	<b>42.056.569,76</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.557.580,62	357.130,48	-320.607,61	<b>16.594.103,50</b>
Gas Navarra, S.A.	34.517.130,13	1.168.021,49	5.865.249,05	<b>41.550.400,66</b>
Gas Natural Rioja, S.A.	15.159.371,77	403.673,10	583.093,21	<b>16.146.138,08</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.085.222,40	636.455,80	58.377,47	<b>1.780.055,67</b>
Madridiña Red de Gas, S.A.	139.750.549,09	-716.955,43	3.883.485,09	<b>142.917.078,76</b>
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	148.234.499,70	-257.647,16	1.463.399,30	<b>149.440.251,83</b>
Gas Natural Aragón	7.078.327,35	881.534,41	6.602.829,46	<b>14.562.691,22</b>
Gas Natural Redes	19.273.683,85	4.334.438,32	18.541.422,93	<b>42.149.545,10</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.404.044.436,58</b>	<b>-9.948.825,23</b>	<b>-5.788.225,70</b>	<b>1.388.307.385,65</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

El Artículo 22 del Real Decreto 949/2001, estableció que las empresas distribuidoras tenían derecho al reconocimiento de una retribución por la

actividad de suministro de gas a tarifa. Dicha retribución satisface los costes en los que, de acuerdo con el Artículo 21 de la Orden 3993/2006<sup>47</sup>, 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 60<sup>48</sup> de la Ley 34/1998, sobre Funcionamiento del sistema gasista, y la inclusión de la Disposición Transitoria Vigésima<sup>49</sup> 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.

La previsión de coste por la actividad de suministro a tarifa para 2017 se estima en 100.000 €, manteniendo así, el criterio adoptado por el MINETUR en presupuestos anteriores.

---

<sup>47</sup> Descripción recogida también en las Órdenes Ministeriales sobre aspectos retributivos del sistema gasista publicadas tras el Real Decreto 949/2001.

<sup>48</sup>El 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”.

<sup>49</sup> 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”

## 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 Especifica asociada

de 29.850.803 € pendiente de cobro, por considerar que habían superado el plazo para la finalización de la construcción del proyecto.

De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, y teniendo en cuenta la consideración anterior, el importe de retribución específica asignado en convocatorias anteriores pendiente de pago asciende a 11.011.581 € a repartir entre 30 proyectos.

Aunque durante 2017 no se han hecho pagos por este concepto, de acuerdo con el histórico de pagos anuales de este concepto, se considera que durante 2018 se abonará una cifra similar a la efectivamente pagadas en 2015 y 2016 (5.274.617 € y 5.996.930 €, respectivamente), por lo que se presupuesta pagos por un importe de 5.600.000 €.

En el Cuadro V.9 se recoge información detallada de las cantidades asignadas, pagadas y pendientes de pago por empresa, el estado de los proyectos con retribución específica y los proyectos con retribución específica caducada. A continuación se muestra una tabla resumen relativa al estado de las cantidades relativas a proyectos asignados:

**Cuadro V.9. Cuadro resumen de las magnitudes económicas básicas de la retribución específica de las instalaciones de distribución**

<b>CANTIDADES POR PROYECTOS DE RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA ASIGNADOS (€)</b>	
<b>Total asignadas</b>	<b>123.526.055</b>
<b>Efectivamente pagadas</b>	<b>71.918.972</b>
<b>Pendientes de pago</b>	<b>11.011.581</b>
<b>NO incurridas por:</b>	<b>40.595.503</b>
<i>Minoración</i>	<i>5.697.908</i>
<i>Denegación</i>	<i>4.458.793</i>
<i>Desistimiento</i>	<i>588.000</i>
<i>Caducidad</i>	<i>29.850.803</i>

Fuente: Elaboración Propia

# **ANEXO VI. RETRIBUCIÓN DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA (ENAGAS GTS, S.A.U.)**

## ANEXO VI. 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 Energía, Turismo y Agenda Digital en fecha 1 de julio de 2015.

La metodología de retribución propuesta consiste en un “Revenue cap” en el que se establece una base de retribución a partir de las últimas cuentas anuales auditadas de ENAGAS GTS, que se mantiene constante mientras el Gestor Técnico del Sistema siga desempeñando las mismas funciones. La base de retribución tiene los siguientes componentes:

- Un término de retribución por OPEX, basado en los datos de la contabilidad financiera del gestor técnico del sistema en el año base, detrayendo los gastos de personal activados, las provisiones e indemnizaciones, los otros ingresos de explotación, las subvenciones y no considerando los márgenes de las transacciones intragrupo.
- Atendiendo a la naturaleza del GTS como “asset-light utility”, se ha considerado un margen del 5% sobre los OPEX.
- Un término de amortización estándar, basado en la dotación a la amortización del año base, y que se configura como un valor que permitiría recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos, bajo la perspectiva de que la gestión técnica del sistema no es una actividad intensiva en inversión, y que por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en *software* y *hardware*, tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar previene de retribuir individualmente inversiones, y desincentiva la sobreinversión.
- Un término de retribución financiera estándar, aplicando la tasa de retribución sobre el valor neto del inmovilizado del gestor técnico del sistema a cierre del año base. La tasa de retribución se establece en el 6,503% **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

De conformidad con dicha propuesta, la base de retribución a ENAGAS GTS, S.A.U. (ENAGAS GTS en adelante) prevista para el año 2016 es de 22.825.000 euros<sup>50</sup>, pudiendo variar en +/-5%, en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema, en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

---

<sup>50</sup> Esta base de retribución se distribuye de la siguiente manera:

- Retribución por OPEX de 14,09 millones de euros: 5,43 millones de euros de gastos de personal; 7,98 millones de euros de otros gastos de explotación y 0,67 millones de euros de margen sobre OPEX.
- Retribución por CAPEX de 8,74 millones de euros; 7,15 millones de euros de retribución por amortización y 1,59 millones de euros de retribución financiera.

El Artículo 5 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, estableció una retribución de 23.966.250 € para 2016, con carácter provisional y mientras no se disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2445/2014. El Artículo 2 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, mantuvo la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema en 23.966.250 euros para el año 2017.

La Propuesta de metodología aprobada por esta Comisión, incluye un mecanismo de revisión de la retribución de ENAGAS GTS a la mitad del periodo regulatorio establecido en general para las actividades reguladas en el sector gasista de la Ley 18/2014. En esta revisión se podrá considerar la inclusión de nuevos costes asociados a nuevas funciones que la regulación haya podido asignar al Gestor Técnico del Sistema, siempre y cuando éstos estén debidamente justificados, hayan sido prudentemente incurridos, y tenga carácter de coste adicional con respecto a los costes que forman parte de la base de retribución.

Con fecha 30 de mayo de 2017 el Director de Energía remitió escrito solicitando a ENAGAS GTS la información necesaria a efectos de dar cumplimiento a los mandatos establecidos en la Ley 18/2014, Orden ECO/2692/2002 y Orden ITC/3520/2009 incluyendo, entre otra, información de contenido económico-financiero para los ejercicios 2016 (dato de cierre), 2017 (previsión de cierre) y 2018 (estimado) correspondiente a nuevas funciones del Gestor Técnico del Sistema que hayan sido asignadas por la regulación. Con fecha 1 de septiembre de 2017 se recibió en esta Comisión escrito de contestación de ENAGAS GTS con la información solicitada.

En el escrito remitido por ENAGAS GTS se señala que durante los ejercicios 2015 y 2016 ha acometido las nuevas funciones asignadas en la regulación a través de la Circular 2/2015<sup>51</sup>, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista; y el Real Decreto 984/2015<sup>52</sup>, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado

---

<sup>51</sup> En particular las funciones asignadas se recogen en los siguientes acuerdos:

- Acuerdo Cuarto. Principios generales: “*El Gestor Técnico del Sistema será el responsable de mantener la red de transporte del sistema gasista dentro de los límites normales de operación. Para ello, el Gestor Técnico del Sistema podrá realizar las acciones de balance descritas en los apartados Séptimo y Octavo de esta Circular. Además, será el responsable de calcular el balance de cada usuario en el área de balance en PVB. Por último, el Gestor Técnico del Sistema también será el encargado de facturar los recargos que puedan derivarse del desbalance individual de los usuarios y del empleo de las acciones de balance*”.
- Acuerdo Quinto. Usuarios con cartera de Balance: “*El Gestor Técnico del Sistema desarrollará el procedimiento de habilitación, suspensión y baja de los usuarios con cartera de balance en PVB*”.
- Acuerdo Séptimo. Balance operativo y acciones de balance: “*El Gestor Técnico del Sistema desarrollará [...] procedimientos que permitan establecer el estado de la red de transporte. Estos procedimientos formarán parte de las Normas de Gestión Técnica del Sistema [...]*”.

<sup>52</sup> En particular las funciones asignadas se recogen en los siguientes artículos:

organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. En particular, las principales actuaciones realizadas en los dos últimos ejercicios han sido las siguientes:

- Desarrollo y puesta en marcha de la plataforma telemática única de contratación de la capacidad y acceso a red recogida en el artículo 5 del Real Decreto 984/2015.
- Implantación del proceso de provisión de información intradiaria en el SL-ATR, para dar cobertura a las obligaciones de reporte de información marcadas en la Circular de Balance 2/2015 y del posterior Protocolo de Detalle PD-17 “Provisión de información sobre el balance de gas en las redes de transporte” de la Dirección General de Política Energética y Minas publicado en la resolución de 23 de diciembre de 2015.
- Implantación del proceso de liquidaciones de desbalances en PVB (semanal, M+1, M+4 y M+16) de acuerdo con la Resolución de la CNMC, de 12 de mayo de 2016, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de los desbalances diarios de los usuarios y acciones de balance de compra-venta de productos normalizados.
- Implantación del proceso de habitación de usuarios, de acuerdo con la Resolución de la CNMC así como el nuevo régimen de garantías para dar cumplimiento a lo establecido en la Circular de Balance 2/2015 y el Real Decreto 984/2015.

De acuerdo con la información aportada por ENAGAS GTS, el desempeño de las nuevas funciones asignadas por la normativa ha supuesto los siguientes gastos operativos:

### [INICIO CONFIDENCIAL]

- 
- Artículo 5. Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad: *“El Gestor Técnico del Sistema [...] habilitará una plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, con excepción de las interconexiones con otros países de la UE [...]”*.
  - Artículo 10. Mercado secundario de capacidad: *“El Gestor Técnico del Sistema llevará un registro de las operaciones realizadas, de forma que en todo momento se encuentre reflejada la titularidad de la capacidad contratada en el sistema o, en el caso de subarriendo, el titular del derecho de nominación”*.
  - Artículo 28. Proceso de notificaciones al Gestor Técnico del Sistema: *“El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de los mecanismos técnicos y operativos necesarios para la recepción de las notificaciones asociadas a las transacciones y contratos provenientes del Operador del Mercado y de otras plataformas que puedan negociar o intermediar productos con entrega en el sistema gasista español”*.
  - Artículo 29. Intercambios de información del Operador del Mercado con el Gestor Técnico del Sistema: *“El Operador del Mercado y el Gestor Técnico del Sistema desarrollarán el protocolo de colaboración y los procedimientos necesarios para establecer los mecanismos de coordinación, las responsabilidades, los procesos y medios para el intercambio de información, determinar la información intercambiada y las actuaciones a realizar por ambas entidades para asegurar el correcto funcionamiento del Mercado Organizado de Gas”*.
-

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Adicionalmente, a partir de la información remitida por ENAGAS GTS se puede identificar dentro del organigrama del GTS, aquellas áreas cuando plantilla ha visto reforzada:

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Como se observa en el Cuadro VII.2, el incremento de plantilla en ENAGAS GTS durante el periodo 2014-2016 se concentra en las siguientes áreas:

- **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Cabe señalar que aunque en el horizonte 2017-2018 ENAGAS GTS prevé la implementación del desarrollo de nuevas garantías *on-line* en el mercado intradiario, y la adecuación e implantación del nuevo modelo de plantas y entradas al transporte que afectará transversalmente a todos los procesos, de acuerdo con la información aportada, ENAGAS GTS prevé que no serán necesario incrementos adicionales de plantilla respecto a los habidos en 2015 y 2016 (ver Cuadro VII.1).

Por lo que respecta a las cuentas anuales de ENAGAS GTS, la evolución de las partidas “gastos de personal” y “otros gastos de explotación” desde 2014 (ejercicio tomado como base en la elaboración de la metodología) hasta 2016 (últimas cuentas anuales auditadas) ha sido la siguiente:

**Cuadro VII.3. Gastos de personal y otros gastos de explotación, 2014-2016**

	2014	2015	2016
Gastos de personal (miles €)	5.677	5.797	7.127
Otros gastos de explotación (miles €)	11.666	11.743	9.619
Plantilla a final de año	78	86	95

Fuente: CNMC, Circular 5/2009.

Como se observa en el cuadro anterior, los gastos de personal se han incrementado durante el periodo 2014-2016 en casi 1,5 millones de euros. Cabe señalar que el salario medio en 2016 se sitúa en 78.751 euros, cifra ligeramente inferior al salario medio observado para el periodo 2008-2014 (82.494 euros) tal y como se recoge en la propuesta de metodología de la CNMC<sup>53</sup>.

Por lo que respecta a la partida “Otros gastos de explotación”, de acuerdo con la información facilitada por ENAGAS GTS, los gastos por servicios corporativos en 2016 incluyen un ajuste de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Aunque no se hubiese incluido este ajuste en 2016 y por tanto el importe de esta partida hubiese sido **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN**

<sup>53</sup> Por otra parte es necesario señalar **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

**CONFIDENCIAL]**, el total de gastos de explotación para 2016 seguiría siendo inferior al valor observado en 2014. Adicionalmente, los ingresos de ENAGAS GTS por servicios corporativos y REMIT en 2016 son **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Por último, cabe señalar que los datos de “servicios exteriores” correspondientes a nuevas funciones para 2015 aportados por ENAGAS GTS en la petición de información realizada el 30 de mayo de 2017, difieren de los aportados por la propia ENAGAS GTS en respuesta a la petición de información del año pasado<sup>54</sup>.

Por lo que se refiere a la evolución del inmovilizado, el siguiente cuadro muestra la evolución del inmovilizado inmaterial y material para el periodo 2014-2016:

**Gráfico VII. 2. Evolución del inmovilizado intangible y material, 2014-2016**

Miles de euros	2014	2015	2016
<b>Total inmovilizado intangible neto</b>	<b>25.589</b>	<b>24.297</b>	<b>23.307</b>
Coste	51.326	59.385	68.078
<i>Investigación y Desarrollo</i>	3.005	3.057	3.139
<i>Aplicaciones informáticas</i>	46.820	54.314	57.714
<i>Inmovilizados en curso y anticipos</i>	1.501	2.014	7.225
Amortización acumulada	25.737	35.088	44.771
<i>Investigación y Desarrollo</i>	2.867	2.945	3.024
<i>Aplicaciones informáticas</i>	22.870	32.143	41.747
<b>Total inmovilizado material neto</b>	-	<b>109</b>	<b>404</b>
Coste	-	109	410
<i>Otras instalaciones, utillaje y mobiliario</i>	-	-	87
<i>Anticipos e inmovilizaciones en curso</i>	-	109	323
Amortización acumulada	-	-	6
<i>Otras instalaciones, utillaje y mobiliario</i>	-	-	6
<i>Anticipos e inmovilizaciones en curso</i>	-	-	-

Fuente: Memoria de las Cuentas Anuales de ENAGAS GTS 2016.

Como se observa en el cuadro anterior, la práctica totalidad del inmovilizado de ENAGAS GTS se corresponde con inmovilizado intangible, y dentro de este con aplicaciones informáticas.

De acuerdo con la propuesta de metodología de retribución de ENAGAS GTS aprobada por la CNMC, la retribución financiera se obtiene aplicando la tasa de retribución considerada sobre el valor neto del inmovilizado del gestor técnico del sistema a cierre del año base de 2014<sup>55</sup>. Se observa que de 2014 a 2016 el inmovilizado neto de ENAGAS GTS no ha cambiado significativamente. Cabe destacar el incremento de la partida de inmovilizado en curso, que pasa de 1,5 millones de euros en 2014 a 7,2 millones de euros en 2016. Este incremento se

<sup>54</sup> En respuesta a la petición de información realizada el 10 de junio de 2016 (expediente INF/DE/096/16), ENAGAS GTS reportó unos gastos en “servicios exteriores” por el desarrollo de nuevas funciones en 2015 de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Para ese mismo año 2015, ENAGAS GTS ha reportado en 2017 unos gastos en “servicios exteriores” de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>55</sup> Se tomó el inmovilizado sin incluir el inmovilizado en curso y anticipos, al tratarse de inversiones en curso que aún no estaban puestas en explotación.

---

corresponde principalmente con los trabajos de adaptación del SL-ATR a la Circular 2/2015 de la CNMC (5,4 millones de euros).

Por lo que se refiere a las inversiones llevadas a cabo en 2016, de acuerdo con la memoria de las cuentas anuales de ENAGAS GTS, en dicho ejercicio se ha incrementado el inmovilizado intangible en 8,7 millones de euros. Este incremento se distribuye de la siguiente forma: inmovilizado en curso y anticipos (6,7 millones de euros), aplicaciones informáticas (1,9 millones de euros) e investigación y desarrollo (82.000 euros). Estos datos son consistentes con la información aportada por ENAGAS GTS en respuesta al requerimiento de información de 30 de mayo de 2017. Según la información aportada por ENAGAS GTS a dicho requerimiento, las inversiones en sistemas llevadas a cabo en 2016 fueron de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** destacando principalmente los desarrollos relacionados con la Circular de Balance y Mercados con un importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Para 2017 y 2018 ENAGAS GTS prevé unas inversiones en desarrollos de sistemas de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** respectivamente. Las inversiones más significativas tendrán lugar en el desarrollo de la plataforma de contratación **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, y las adaptaciones de las NGTS **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Por otra parte cabe señalar que de acuerdo con la memoria de las cuentas anuales de ENAGAS GTS de 2015, en dicho ejercicio se incrementó el inmovilizado inmaterial en 8,06 millones de euros<sup>56</sup>, cifra inferior a los **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** reportados por ENAGAS GTS en respuesta al requerimiento de información de esta Comisión<sup>57</sup>.

La metodología de retribución aprobada por la CNMC en junio de 2015 incluía una retribución por amortización estándar basada en la dotación a la amortización del año base y que se configura como un valor que permite recuperar las inversiones incurridas e ir renovando los equipos bajo la perspectiva de que la gestión técnica del sistema no es una actividad intensiva en inversión, y que por otra parte, las inversiones que pueda realizar, en *software* y *hardware* tienen ciclos de renovación cortos. El término de amortización estándar considera que se mantendrá un volumen neto de activos fijos, previene de retribuir individualmente inversiones y desincentiva la sobreinversión. De acuerdo con la información de la memoria de las cuentas anuales de ENAGAS GTS de 2016, la dotación a la aportación del inmovilizado intangible se sitúa en 9,68 millones de euros en 2016 (9,31 millones de euros

---

<sup>56</sup> El incremento del inmovilizado intangible fue el siguiente: 6,37 millones de euros en aplicaciones informáticas; 1,64 millones de euros en inmovilizados en curso y anticipos; y 52.000 euros en investigación y desarrollo.

<sup>57</sup> En respuesta a la petición realizada por esta Comisión el 10 de junio de 2016 (expediente INF/DE/096/16).

en 2015). Estos valores se sitúan por encima de la dotación a la amortización en el año base, si bien es cierto que las inversiones llevadas a cabo en 2015 y 2016 son las más elevadas de los últimos años y se sitúan por encima de las previstas para los años siguientes, con lo cual, en el medio plazo sería razonable esperar una convergencia en esta partida a los valores observados en el año base considerado en la metodología de retribución.

Por último cabe señalar que el resultado del ejercicio 2016 para ENAGAS GTS fue negativo por un importe de -0,67 millones de euros.

De acuerdo con la propuesta de metodología de retribución de ENAGAS GTS aprobada por la CNMC en junio de 2015 se podrá considerar la inclusión de *“nuevos costes asociados a nuevas funciones que la regulación haya podido asignar al gestor técnico del sistema, siempre y cuando éstos estén debidamente justificados, hayan sido prudentemente incurridos, y tengan carácter de coste adicional con respecto a los costes que forman parte de la base de retribución. En particular el GTS deberá aportar la documentación que le sea requerida, que permita contrastar la cuantía del coste incurrido, su naturaleza y relación directa con nuevas funciones, y la información que permita verificar que dichos costes son adicionales a los costes incluidos en la base de retribución (de personal, otros gastos de explotación, amortización, etc.) en los que incurre en el desempeño de las funciones que tiene actualmente asignadas”*.

Por consiguiente, en aplicación de la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de junio de 2015 y tras analizar la información aportada por ENAGAS GTS en respuesta al requerimiento de información efectuado el 30 de mayo de 2017, la información reportada a través de la Circular 5/2009, y las cuentas anuales y sus memorias de ENAGAS GTS para los ejercicios 2015 y 2016, se propone que se incremente en 1.333.876 euros la base de retribución de ENAGAS GTS para el año 2018<sup>58</sup>, pasando de 22.825.000 euros a 24.158.876 euros (un incremento del 0,8% respecto a la retribución establecida en la Orden ETU/1977/2016), pudiendo variar esta cuantía en un +/-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.

No obstante lo anterior, se ha de reiterar lo indicado en sucesivos informes de esta Comisión sobre las competencias para la fijación de las tarifas; desde el punto de vista de la normativa europea, la Autoridad Regulatoria Independiente, que de acuerdo con el artículo 4 del Estatuto Orgánico es la CNMC, debe establecer la retribución de las actividades reguladas que se financian con cargo a peajes, la estructura de tarifas, las condiciones de

---

<sup>58</sup> Esta retribución tendrá carácter provisional mientras no se apruebe la metodología de retribución del gestor técnico del sistema.

aplicación de las mismas y las reglas de asignación de la retribución a los precios regulados.

# **ANEXO VII. ANUALIDAD 2018 CORRESPONDIENTE AL LAUDO DEL ARBITRAJE DE GAS NATURAL**

---

**ANEXO VII. ANUALIDAD 2018 CORRESPONDIENTE AL LAUDO DEL ARBITRAJE DE GAS NATURAL**

La Ley 8/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, en su artículo 66, apartado b, reconoce el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado de tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010.

El derecho de cobro generado por el desvío correspondiente a dicho Laudo al que se refiere el artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, es titularidad de SAGANE, sociedad del grupo GAS NATURAL.

La cantidad correspondiente a este recargo asciende a 163.790.000 € a recuperar en un periodo de 5 años a partir del año 2015, con una amortización fija de 32.758.000 € anuales y se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes de mercado, que se aprobará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, la Disposición adicional séptima de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016*, reconoce al actual titular del derecho de cobro las siguientes cantidades:

*“a) Intereses provisionales de 2015: 1.967.117,90 €. Esta cantidad se liquidará como pago único en la primera liquidación provisional disponible del año 2015.*

*b) Intereses provisionales de 2016: 1.573.694,32 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único.*

*c) Amortización de 2016: 32.758.000 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único”.*

Adicionalmente, la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso a terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017*, reconoce al titular del derecho de cobro las cantidades de 32.758.000 € y 1.180.271 € en concepto de amortización e intereses provisionales para ese año.

El tipo de interés provisional aplicable a este derecho de cobro es el 1,201%. La CNMC ya remitió este cálculo de tipo de interés en el informe *“Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016”*, aplicando 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), y es el que establecen la Disposición

transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, como tipo de interés provisional del derecho de cobro.

El cálculo de la anualidad correspondiente al ejercicio 2018 toma como valor de partida del derecho de cobro el importe de 163.790.000 €, reconocido en el apartado b del artículo 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y tiene en cuenta los importes reconocidos en concepto de amortización e intereses en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre.

De este modo, para el cálculo de la anualidad correspondiente al año 2018, se parte de un importe pendiente de cobro de 65.516.000 € a 31/12/2017. Por otra parte, el tipo de interés aplicado en el cálculo de la anualidad corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, calculado según la metodología descrita en el apartado anterior (1,201%).

Los valores resultantes se detallan en el Cuadro VIII.1, según el cual la anualidad correspondiente al año 2018 ascendería a un importe de 33.544.847,16 €.

**Cuadro VIII.1. Cálculo de la anualidad 2018 correspondiente al Laudo del Arbitraje de GAS NATURAL**

Amortización constante de 32.758.000 € anuales y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

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

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2015	1,201%	163.790.000	1.967.117,90	32.758.000	<b>34.725.117,90</b>
2016	1,201%	131.032.000	1.573.694,32	32.758.000	<b>34.331.694,32</b>
2017	1,201%	98.274.000	1.180.270,74	32.758.000	<b>33.938.270,74</b>

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2018	1,201%	65.516.000	786.847,16	32.758.000	<b>33.544.847,16</b>

Fuente: Elaboración propia

# **ANEXO VIII. ANUALIDAD 2018 CORRESPONDIENTE AL DÉFICIT ACUMULADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2014**

## **ANEXO VIII. ANUALIDAD 2018 CORRESPONDIENTE AL DÉFICIT ACUMULADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2014**

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, en su artículo 66, apartado a, reconocía el pago correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, a determinar en la liquidación definitiva de 2014. Asimismo, se establecía que los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit en los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. La cantidad de déficit reconocido, la anualidad correspondiente y el tipo de interés aplicado, deberán ser 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.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2014, según la cual el importe correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 1.025.052.945,66 €.

Posteriormente, en fecha 1 de diciembre de 2016, la CNMC aprobó el “*Acuerdo por el que se calcula y se propone al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital la anualidad y el tipo de interés a aplicar para recuperar la cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014*” (INF/DE/150/16). En éste, se propuso un tipo de interés del 1,104% para la recuperación del derecho de cobro, obtenido a través de la aplicación de la metodología desarrollada por la CNMC en su “*Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista*” (INF/DE/0160/14), aprobado en fecha 11 de diciembre de 2014. Asimismo, en dicho Acuerdo, y a partir del tipo de interés propuesto, se calcularon las anualidades correspondientes para la recuperación del derecho de cobro relativo al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, entre el 25 de noviembre de 2016 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva) y el 24 de noviembre de 2031. Estas anualidades, obtenidas considerándose un perfil de amortización constante, se recogen en el Cuadro VIII.1.

**Cuadro VIII.1. Anualidades correspondientes al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014**

**Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo**

Tipo Interés	1,104%	
Fecha Devengo	25/11/2016	25/11/2016
Plazo (años)	15	
Importe Derecho (€)	1.025.052.945,66	24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	1,104%	1.025.052.946	1.147.160,62	6.927.298,45	<b>8.074.459,07</b>

Año (t)	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	1,104%	1.018.125.647	11.240.107,15	68.336.863,04	<b>79.576.970,19</b>
2018	1,104%	949.788.784	10.485.668,18	68.336.863,04	<b>78.822.531,22</b>
2019	1,104%	881.451.921	9.731.229,21	68.336.863,04	<b>78.068.092,25</b>
2020	1,104%	813.115.058	8.976.790,24	68.336.863,04	<b>77.313.653,29</b>
2021	1,104%	744.778.195	8.222.351,27	68.336.863,04	<b>76.559.214,32</b>
2022	1,104%	676.441.332	7.467.912,31	68.336.863,04	<b>75.804.775,35</b>
2023	1,104%	608.104.469	6.713.473,34	68.336.863,04	<b>75.050.336,38</b>
2024	1,104%	539.767.606	5.959.034,37	68.336.863,04	<b>74.295.897,41</b>
2025	1,104%	471.430.743	5.204.595,40	68.336.863,04	<b>73.541.458,45</b>
2026	1,104%	403.093.880	4.450.156,43	68.336.863,04	<b>72.787.019,48</b>
2027	1,104%	334.757.017	3.695.717,47	68.336.863,04	<b>72.032.580,51</b>
2028	1,104%	266.420.154	2.941.278,50	68.336.863,04	<b>71.278.141,54</b>
2029	1,104%	198.083.291	2.186.839,53	68.336.863,04	<b>70.523.702,57</b>
2030	1,104%	129.746.428	1.432.400,56	68.336.863,04	<b>69.769.263,61</b>
2031	1,104%	61.409.565	609.236,72	61.409.564,60	<b>62.018.801,32</b>

Fuente: Elaboración propia

En relación a lo anterior, el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017*, reconoce, como tipo de interés provisional para la recuperación del derecho de cobro, el valor de 1,104% propuesto por la CNMC. Asimismo, el Anexo II de la Orden recoge las anualidades calculadas por la CNMC en su Acuerdo, de 1 de diciembre de 2017.

A este respecto, la anualidad del año 2018 correspondiente al derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 78.822.531,22 €.

# **ANEXO IX. ANUALIDAD 2018 CORRESPONDIENTE AL DÉFICIT ACUMULADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2015**

## **ANEXO IX. ANUALIDAD 2018 CORRESPONDIENTE AL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2015**

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, en su artículo 61, establece que *“se entenderá que se producen desajustes anuales entre ingresos y costes del sistema gasista si la diferencia entre ingresos y costes liquidables de un ejercicio resultase una cantidad negativa”*.

Asimismo, dicho artículo añade que la parte del desajuste que, sin sobrepasar los límites fijados, no se compense por la subida de peajes y cánones, será financiada por los sujetos del sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. Finalmente, se establece que tales sujetos tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación definitiva, durante los cinco años siguientes, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en las liquidaciones correspondientes. Por este concepto, se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016*, establece que el interés reconocido al eventual desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista de 2015 se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2015.

A este respecto, con fecha 24 de noviembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2015, según la cual el importe correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y gastos del ejercicio 2015 asciende a 27.231.873,55 €.

Posteriormente, en fecha 21 de diciembre de 2016, la CNMC aprobó el *“Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2017”* (IPN/CNMC/028/16). En el mismo, se propuso un tipo de interés del 0,836% para la recuperación del derecho de cobro, obtenido a través de la aplicación de la metodología desarrollada por la CNMC en su *“Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista”* (INF/DE/0160/14), aprobado en fecha 11 de diciembre de 2014. Asimismo, en dicho informe, y a partir del tipo de interés propuesto, se calcularon las anualidades correspondientes a 2016 y 2017 para la recuperación del derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2015, considerándose un perfil de amortización constante.

En relación a lo anterior, el artículo 5 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017*, reconoce, como tipo de interés provisional para la recuperación del derecho de cobro, el valor de 0,836% propuesto por la CNMC. Asimismo, el Anexo II de la Orden recoge las anualidades calculadas por la CNMC en su informe, de 21 de diciembre de 2016, añadiendo además las correspondientes a los años 2018, 2019, 2020 y 2021.

Así, tal y como se muestra en el Cuadro IX. 1, la anualidad del año 2018 correspondiente al derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2015 asciende a 5.623.885,94 €.

**Cuadro IX. 1. Anualidades correspondientes al Desajuste del ejercicio 2015**

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	0,836%	
Fecha Devengo	25/11/2016	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	27.231.873,55	24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	0,836%	27.231.873,55	23.077,71	552.098,26	<b>575.175,97</b>

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	0,836%	26.679.775,29	223.042,92	5.446.374,71	<b>5.669.417,63</b>
2018	0,836%	21.233.400,58	177.511,23	5.446.374,71	<b>5.623.885,94</b>
2019	0,836%	15.787.025,87	131.979,54	5.446.374,71	<b>5.578.354,25</b>
2020	0,836%	10.340.651,16	86.447,84	5.446.374,71	<b>5.532.822,55</b>
2021	0,836%	4.894.276,45	36.768,49	4.894.276,45	<b>4.931.044,94</b>

Fuente: Elaboración propia

# **ANEXO X. ESTIMACIÓN DE LAS ANUALIDADES 2017 Y 2018 CORRESPONDIENTES AL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2016**

## **ANEXO X. ESTIMACIÓN DE LAS ANUALIDADES 2017 Y 2018 CORRESPONDIENTES AL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2016**

### **1. Antecedentes**

El Capítulo II (“*Sostenibilidad económica del sistema de gas natural*”) de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en su artículo 61, establece que “*se entenderá que se producen desajustes anuales entre ingresos y costes del sistema gasista si la diferencia entre ingresos y costes liquidables de un ejercicio resultase una cantidad negativa*”.

Asimismo, dicho artículo añade que la parte del desajuste que, sin sobrepasar los límites fijados, no se compense por la subida de peajes y cánones, será financiada por los sujetos del sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. Finalmente, se establece que tales sujetos tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación definitiva, durante los cinco años siguientes, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en las liquidaciones correspondientes. Por este concepto, se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

En este sentido, tomando en consideración que, en la liquidación 14 de 2016 de las actividades reguladas del sector gasista, ha resultado un déficit por importe de 108 millones €, resulta necesario proponer un tipo de interés a aplicar a un potencial desajuste resultante de la liquidación definitiva de 2016. Se ha considerado como fecha estimada para su aprobación el 23/11/2017. Asimismo, es necesario calcular el importe de las anualidades que habría que pagar en 2017 y 2018 para la recuperación de dicho desajuste.

### **2. Cálculo del tipo de interés aplicable**

En coherencia con la metodología de cálculo del tipo de interés aplicable al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, al derecho de cobro asociado al laudo del arbitraje de gas natural, y al desajuste del ejercicio 2015, se propone análogamente para el caso del tipo de interés aplicable al desajuste del ejercicio 2016, el reconocimiento de un tipo de interés fijo durante el plazo establecido para la satisfacción del derecho de cobro (5 años), que puede estimarse como la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial. Puesto que el plazo de referencia se debe adaptar al plazo de recuperación del derecho de cobro, se consideran adecuadas las referencias disponibles a 4-5 años.

En el Cuadro X.1, se muestra la estimación para la liquidación definitiva de 2016 del desajuste correspondiente al ejercicio 2016 que financia cada empresa, según la mejor información disponible a fecha actual, y en el Cuadro

X.2, el importe total financiado por grupo empresarial, así como el porcentaje estimado de financiación del desajuste 2016 que representa cada uno de ellos.

**Cuadro X.1. Estimación del Desajuste del ejercicio 2016 financiado por empresa**

Empresa	Estimación Desajuste 2016 (€)	Grupo
Grupo ENAGAS, S.A.	<b>36.191.887,01</b>	Enagas
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	35.273.425,79	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	918.461,22	
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	<b>31.836.529,74</b>	Gas Natural
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	14.364.571,94	
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	4.469.789,88	
Gas Natural CEGAS, S.A.	4.065.591,19	
Gas Natural Andalucía, S.A.	2.252.259,20	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.421.905,85	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	2.325.809,75	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	203.900,86	
Gas Galicia SDG, S.A.	1.251.373,94	
Gas Navarra, S.A.	857.017,42	
Gas Natural Rioja, S.A.	432.204,06	
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	192.105,65	
Grupo Redexis Gas, S.A.	<b>4.775.764,54</b>	Redexis Gas
Redexis Gas, S.A.	3.332.823,68	
Redexis Infraestructuras, S.L.	867.966,08	
Redexis Gas Murcia, S.A.	574.974,78	
Grupo Naturgas	<b>5.345.190,52</b>	Naturgas
Naturgas Energía Distribución, S.A. (1)	5.322.879,42	
Tolosa Gasa, S.A.	22.311,10	
Grupo Gas Extremadura	<b>645.797,79</b>	Gas Extremadura
Gas Extremadura Transportista, S.L.	228.433,04	
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	417.364,75	
Madrileña Red de Gas, S.A.	<b>4.564.981,97</b>	Madrileña Red de Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas)	<b>3.105.127,52</b>	Enagás (72,5%) y Otros (27,5%)
Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa)	<b>1.801.978,75</b>	Otros
BBG (Bahía de Bizkaia Gas)	<b>1.705.953,61</b>	Enagas (50%) y Otros (50%)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	<b>5.296,61</b>	Otros
MIBGAS, S.A.	<b>97.534,67</b>	Otros (*)
<b>TOTAL (€)</b>	<b>90.076.042,73</b>	-

Fuente: Elaboración propia

(\*) Nota: Debido al elevado grado de dispersión de su accionariado, MIBGAS, S.A. se ha considerado íntegramente dentro del grupo "Otros", en lugar de contabilizar a sus accionistas dentro de cada grupo empresarial correspondiente.

(1) Nota: Con fecha 27 de julio de 2017, la sociedad NATURGÁS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A. ha pasado a denominarse NORTEGÁS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.

**Cuadro X.2. Importe total estimado financiado por grupo empresarial y porcentaje de financiación del Desajuste del ejercicio 2016**

Grupo	Importe Financiado Estimado (€)	Porcentaje Financiación Desajuste	Porcentaje Financiación Acumulado
Enagas	39.296.081,27	44%	44%
Gas Natural	31.836.529,74	35%	79%
Naturgas	5.345.190,52	6%	85%
MadriLeña Red de Gas	4.564.981,97	5%	90%
Redexis Gas	4.775.764,54	5%	95%
Gas Extremadura	645.797,79	1%	96%
Otros	3.611.696,90	4%	100%
<b>TOTAL</b>	<b>90.076.042,73</b>	<b>100%</b>	-

Fuente: Elaboración propia

Análogamente a lo establecido para el desajuste del ejercicio 2015, se considera que el interés reconocido al eventual desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista en 2016 se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2016. Se ha considerado como fecha de comienzo de devengo de intereses el día 24/11/2017.

Según la metodología propuesta por la CNMC aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14), el cálculo del tipo de interés debería realizarse con los datos disponibles en los 3 meses anteriores a esta fecha de devengo, es decir, del 23 de agosto al 23 de noviembre de 2017. En ausencia de estos datos, se toman como mejor aproximación disponible a fecha actual, los datos de los últimos 3 meses (15 de junio a 15 de septiembre de 2017).

De esta forma, se considera como tipo de interés de referencia la media de los valores de IRS a 5 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2017.

En cuanto al diferencial, éste se ha calculado para el caso de GAS NATURAL como la media de sus valores de CDS a 5 años entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2017.

Por su parte, en fecha 17 de agosto de 2017, fue comunicada a la CNMC la adquisición del 100% del capital de NORTE GAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U. (anteriormente NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.), por parte de un consorcio de inversores compuesto en última instancia por un Fondo de Inversión en infraestructuras asesorado por J.P. MORGAN INVESTMENT MANAGEMENT (59,307%), ABU DHABI INVESTMENT COUNCIL (20,753%), SWISS LIFE HOLDING AG (12,782%) y COVALIS CAPITAL LLP (7,158%). El contrato de compraventa fue firmado el 24 de abril de 2017 y el cierre de la operación, una vez cumplidas las condiciones suspensivas, se ha producido el 27 de julio de 2017. Tras esta operación, NORTE GAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U. (anteriormente NATURGAS

ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.) y sus participadas NED ESPAÑA DISTRIBUCIÓN GAS, S.A. (anteriormente EDP ESPAÑA DISTRIBUCIÓN DE GAS, S.A.U.) y TOLOSA GASA, S.A., dejan de estar vinculadas con el grupo EDP.

Por tanto, tras esta operación, en la actualidad, únicamente el grupo GAS NATURAL dispone de CDS cotizados (representando este grupo, según la estimación realizada, tan sólo un 35% de los tenedores de la deuda relativa al desajuste correspondiente al ejercicio 2016), por lo que se considera necesario utilizar adicionalmente datos de emisiones de deuda de las empresas, tal y como se propone en el informe aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de noviembre de 2014.

Así, para aquellas sociedades de las que no se dispone de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, pero para las que sin embargo se dispone de datos de emisiones de deuda de plazo equivalente, se utiliza la TIR de la emisión como representativa del coste de financiación de la sociedad. Dado que el coste de la emisión de las empresas puede mostrar una alta volatilidad a lo largo del tiempo, es necesario acotar a los últimos meses con respecto a la fecha de cálculo. A estos efectos, se considera adecuado un periodo de 3 meses. Esto posibilita considerar las emisiones que se hayan realizado a lo largo de un periodo cercano a la fecha de cálculo, de forma que la metodología considere el resultado de las mismas, pero evita considerar emisiones antiguas, realizadas en una coyuntura distinta de los mercados financieros, que vienen experimentando una gran volatilidad.

En los casos en los que no se dispone de CDS cotizados para un determinado grupo de sociedades ni emisiones de bonos de plazo equivalente cercanos a la fecha de cálculo (últimos 3 meses), pero se dispone de datos de emisiones más antiguas, se toma como mejor aproximación del diferencial el valor de la diferencia entre la TIR de la emisión y el IRS a 10 años a la misma fecha, siempre y cuando esta emisión se haya realizado en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo. Dicho diferencial se adiciona al IRS a fecha de cálculo para obtener el coste de financiación, tal y como se aplica el diferencial cuando se calcula a partir de los CDS.

En este sentido, el grupo REDEXIS no ha realizado ninguna emisión de deuda en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo y el grupo MADRILEÑA RED DE GAS ha realizado dos emisiones en abril de 2017, que no se han considerado por tener plazos de 8 y 12 años, respectivamente, siendo éstos superiores al plazo de 4-5 años establecido para el cálculo según la metodología propuesta por la CNMC. Por su parte, el grupo ENAGÁS ha realizado una emisión de deuda a 10 años en octubre de 2016 que, si bien es superior al plazo de 4-5 años establecido, se ha considerado en el cálculo debido a la elevada representatividad que supone este grupo (44%) en la financiación del importe total estimado del desajuste correspondiente al ejercicio 2016. Finalmente, NORTEGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN (anteriormente NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN) ha realizado una

emisión de deuda a 5 años en septiembre de 2017, la cual ha sido tenida en cuenta en el cálculo del coste de financiación.

Posteriormente, el coste de financiación de los grupos de sociedades considerados se ha ponderado por los porcentajes estimados de financiación del desajuste del ejercicio 2016 de cada uno de ellos, con respecto del importe total de dicho déficit financiado por los grupos ENAGAS, GAS NATURAL y NATURGAS, que son aquellos de los que se dispone de información sobre el coste de financiación estimado, según la metodología propuesta por la CNMC, obteniéndose así un coste medio de financiación, que sería el tipo de interés reconocido, igual para todos ellos.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro X.3, según el cual el coste de financiación de las empresas financiadoras del derecho de cobro sería del 0,715%, habiéndose calculado éste a partir de una muestra del 85% de los grupos de sociedades financiadoras. Este coste supone un diferencial de 46 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2017 del bono español a 5 años.

**Cuadro X.3.Cálculo del coste de financiación**

Fecha Devengo		24/11/2017			
Grupo	IRS 5Y (%) (media 15/06-15/09 2017)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,219	42,00	Diferencial emisión	51,38%	0,639%
Gas Natural	0,219	55,63	CDS Gas Natural	41,63%	0,775%
Naturgas	0,219	-	-	6,99%	0,918%
				100%	<b>0,715%</b>

Fuente: Bloomberg y elaboración propia

### 3. Estimación de las anualidades 2017 y 2018 con cargo al sistema gasista correspondiente al derecho de cobro

El cálculo de las anualidades del derecho de cobro correspondientes a 2017 y 2018 se ha realizado tomando como valor estimado a reconocer, el importe de 90.076.042,73 €, como mejor estimación a fecha actual del importe del desajuste 2016 en la liquidación definitiva de dicho ejercicio.

Para el cálculo de las anualidades, se supone una amortización constante (de forma análoga al derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31/12/2014 y al desajuste del ejercicio 2015) y un tipo de interés que corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado, calculado en el apartado anterior (0,715%).

Al considerarse como fecha de devengo el 24/11/2017, se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2017, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2017.

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro X.4, según el cual la anualidad correspondiente al año 2017 ascendería a 1.942.607,08 €, y la de 2018 a 18.645.842,03 €.

**Cuadro X.4.Cálculo de las anualidades 2017 y 2018 correspondientes al Desajuste del ejercicio 2016**

**Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo**

Tipo Interés	0,715%	
Fecha Devengo	24/11/2017	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	90.076.042,73	23/11/2017

Año	Tipo de Interés	IPC 23/11/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	0,715%	90.076.042,73	67.051,13	1.875.555,96	<b>1.942.607,08</b>

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2018	0,715%	88.200.487	630.633,48	18.015.208,55	<b>18.645.842,03</b>

Fuente: Elaboración propia

# **ANEXO XI. ESTIMACIÓN DE LA ANUALIDAD 2018 CORRESPONDIENTE A UN POTENCIAL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2017**

## ANEXO XI. ESTIMACIÓN DE LA ANUALIDAD 2018 CORRESPONDIENTE A UN POTENCIAL DESAJUSTE DEL EJERCICIO 2017

Teniendo en cuenta que la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva de 2017 es el 29/11/2018 y que, con la información disponible a fecha actual, se prevé que se produzca un desajuste por importe de 83.140.615,06 € en dicho ejercicio, resulta necesario proponer un tipo de interés a aplicar a dicho desajuste, así como estimar el importe de la anualidad que habría que pagar en 2018 para su recuperación.

Para el cálculo del tipo de interés, se sigue el mismo método que en el caso del desajuste de 2016, salvo que el coste de financiación de los grupos de sociedades se ha ponderado por los porcentajes que supone la retribución prevista de cada uno de ellos para el ejercicio 2017 con respecto a la retribución prevista total correspondiente a los grupos ENAGAS, GAS NATURAL y NATURGAS, que son aquellos de los que se dispone de datos del coste de financiación estimado según la metodología propuesta por la CNMC, obteniéndose así un coste medio de financiación, que sería el tipo de interés reconocido, igual para todos ellos.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro XI.1, según el cual el coste de financiación de las empresas titulares del derecho de cobro sería del 0,718%, habiéndose calculado éste a partir los grupos de sociedades que suponen el 85% de la retribución prevista total para 2017. Este coste supone un diferencial de 46 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2017 del bono español a 5 años.

**Cuadro XI.1.Cálculo del coste de financiación**

Fecha Devengo		30/11/2018			
Grupo	IRS 5Y (%) (media 15/06-15/09 2017)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,219	42,00	Diferencial emisión	49,74%	0,639%
Gas Natural	0,219	55,63	CDS Gas Natural	42,58%	0,775%
Naturgas	0,219	-	-	7,68%	0,918%
				100%	<b>0,718%</b>

Fuente: Bloomberg y elaboración propia

Por su parte, el cálculo de la anualidad del derecho de cobro correspondiente a 2018 se ha realizado tomando como valor estimado a reconocer, el importe de 83.140.615,06 €, como mejor previsión a fecha actual del importe del desajuste 2017 en la liquidación definitiva de dicho ejercicio.

Para el cálculo de dicha anualidad, se supone una amortización constante (de forma análoga al derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31/12/2014, al desajuste del ejercicio 2015 y al desajuste del ejercicio 2016) y se toma el

tipo de interés calculado, que corresponde al tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado (0,718%).

Al considerarse como fecha de devengo el 30/11/2018 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2017), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2018, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2018.

Como consecuencia de lo anterior, se obtiene el resultado que se detalla en el Cuadro XI.2, según el cual la anualidad correspondiente al año 2018 ascendería a 1.510.143,35 €.

**Cuadro XI.2. Cálculo de la anualidad 2018 correspondiente al Desajuste del ejercicio 2017**

**Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo**

Tipo Interés	0,718%	
Fecha Devengo	30/11/2018	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	83.140.615,08	29/11/2018

Año	Tipo de Interés	IPC 29/11/2018 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2018	0,718%	83.140.615	52.335,31	1.457.808,05	<b>1.510.143,35</b>

Fuente: *Elaboración propia*

# **ANEXO XII. TABLAS DETALLE RETRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN**

**[CONFIDENCIAL]**

# **ANEXO XIII. TABLAS DETALLE RETRIBUCIÓN DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS**

**[CONFIDENCIAL]**

# **ANEXO XIV. TABLAS DETALLE RETRIBUCION DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE**

**[CONFIDENCIAL]**

# **ANEXO XV. TABLAS DETALLE RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA DE LOS DISTRIBUIDORES**

**[CONFIDENCIAL]**

