



**INFORME SOBRE LAS PREVISIONES
DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES
EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL
PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2014
Y 2015**

26 de noviembre de 2014

INF/DE/0176/14

Visto el expediente relativo a las previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2014 y 2015, en cumplimiento de lo establecido en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009 y en el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002, relativo a la remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de la previsión del desvío del ejercicio 2014 y la 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, la Sala de Supervisión Regulatoria, acuerda emitir el siguiente informe:

INFORME SOBRE LAS PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2014 Y 2015

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	7
2. Consideraciones previas	8
2.1. Información utilizada para confeccionar el escenario de demanda e ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 y 2015	8
2.2. Factores que afectan al ejercicio de previsión	9
2.3. Evolución de la actividad económica	11
3. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2014 y 2015	12
3.1. Previsión de demanda para el cierre de 2014	12
3.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica	12
3.1.2. Previsión de demanda convencional	17
3.1.3. Previsión demanda interrumpible	25
3.1.4. Demanda nacional	27
3.1.5. Previsión de exportaciones	27
3.2. Previsión de demanda 2015	29
3.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica	29
3.2.2. Previsión de demanda convencional	42
3.2.3. Previsión demanda interrumpible	51
3.2.4. Demanda nacional	51
3.2.5. Previsión de exportaciones	51
3.3. Previsión de la reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema para el cierre de 2014 y 2015	53

3.4.	Previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre de 2014 y 2015	57
4.	Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2014 y 2015	61
4.1.1.	Previsión ingresos para el cierre 2014	63
4.1.2.	Previsión de ingresos para 2015	65
4.1.3.	Análisis de sensibilidad de los ingresos ante variaciones de la demanda prevista para 2015	66
5.	Previsión de costes para el cierre del ejercicio 2014 y 2015	68
5.1.1.	Previsión de costes para el cierre 2014	69
5.1.2.	Previsión de costes para 2015	71

RESUMEN EJECUTIVO
**PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR
DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2014 Y 2015**

El objeto del presente informe es dar respuesta a los mandatos establecidos en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009 y en el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002, relativo a la remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de la previsión del desvío del ejercicio 2014 y la 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.

El ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre derivado tanto de las discrepancias observadas en las previsiones de los agentes sobre la evolución de la demanda como sobre la evolución de la actividad económica y el impacto de reforma del sector eléctrico en la evolución de la demanda del gas natural. En consecuencia, se indica que las previsiones contenidas en el presente informe podrán ser susceptibles de actualización con la última información disponible, con objeto del informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas para 2015.

Como en años anteriores, para realizar los citados mandatos, la CNMC ha solicitado a los distintos agentes del sector información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para el cierre del ejercicio 2014 y para 2015. Esta información ha sido contrastada con las distintas fuentes de información disponible en la CNMC, a efectos de analizar la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia, solicitando la corrección de la información aportada, o su justificación, en su caso.

Una vez analizadas los escenarios de previsión remitidos por los distintos agentes y las variables que influyen en su determinación, se ha confeccionado el escenario de demanda para el cierre del ejercicio 2014 bajo las siguientes hipótesis:

- *Demanda prevista para el cierre de 2014*
Se considera como escenario más probable de demanda destinada a la generación eléctrica 53 TWh, teniendo en cuenta la demanda real registrada por las instalaciones de generación eléctrica en el periodo comprendido entre enero y octubre de 2014.

Según el escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en 2014 alcanzará los 253,7 TWh, un 7,8% inferior a la registrada en 2013, en coherencia con la evolución que registra la demanda transportada

convencional, según la información que el GTS publica en su página web, y cuya media móvil a octubre se sitúa en el -7,5%

Como resultado de lo anterior, se estima que la demanda de gas natural en 2014 se reducirá un 7,5% respecto de la registrada en 2013, tasa ligeramente superior a la media móvil de la demanda transportada a octubre de 2014 (-7,8%).

– *Demanda prevista para 2015*

Se considera como escenario más probable de la demanda destinada a la generación eléctrica, el intermedio entre el propuesto en el informe conjunto emitido por ENAGAS GTS (en adelante GTS) y REE OS (en adelante OS) y el propuesto por el GTS, bajo un escenario de precios de 26 €/MWh e hidraulicidad media, esto es **50 TWh**.

Se estima que la demanda convencional aumentará en 2015 un 2,6% sobre la demanda prevista para el cierre de 2014, tasa similar a la prevista por el GTS (2,7%) e inferior a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras (3,6%).

Como resultado de lo anterior se estima que la demanda de gas en 2015 aumentará un 1,2% respecto del cierre previsto para 2014, motivado por el incremento de la demanda de todos consumidores, con la excepción de la demanda destinada a la generación eléctrica.

De forma coherente al escenario de demanda previsto para 2014 y 2015 y 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, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, así como la capacidad contratada por punto de entrada al sistema.

Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 se estiman en **2.916,6 M€**, inferior en 131,1 M€ a los previstos en la Orden IET/2446/2013, motivado, fundamentalmente, por la contracción de la demanda y el ajuste de la capacidad contratada tanto en los puntos de entrada a la red de transporte, como en los puntos de salida de la red de transporte y distribución.

En 2015, los ingresos se estiman en 2.987,5 M€, cifra que supera en 70,9 M€ (3,2%) a los previstos para el cierre de 2014, sin considerar los ingresos por desbalances.

Los costes previstos para el cierre de 2014 tienen en cuenta tanto la retribución de las distintas actividades establecidas en la Orden IET/2446/2013, como las retribuciones establecidas en las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2014 ascienden a 3.062,2 M€, inferiores en 348,1 M€ a los previstos en la Orden IET/2446/2013

(3.410,2 M€), debido a que no han sido publicadas las resoluciones por las que se incluye en el régimen retributivo las instalaciones pendientes previstas en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden. Se indica que en la no se ha tenido en cuenta el impacto de la Ley 18/2014 (cuya impacto sería de 59,4 M€), ya que está pendiente de publicación la Orden Ministerial que desarrolla la citada Ley 18/2014.

Los costes previstos para el 2015 ascienden a 2.873 M€, un 15,7% inferiores a los previstos para el cierre de 2014 (-535 M€). Esta reducción de los costes de regulados, se explica por el cambio del sistema retributivo de las actividades reguladas y por el mecanismo de financiación del déficit registrado en la Liquidación definitiva del 2014 establecido en la Ley 18/2014.

1. Objeto del informe

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

En particular, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002¹, de 28 de octubre, establece que la CNMC debe remitir antes del 1 de noviembre de cada año un informe en el que se determine las desviaciones previstas entre los ingresos netos liquidables y las retribuciones acreditadas por la aplicación del procedimiento de liquidaciones para el ejercicio en curso.

Por otra parte, el apartado 2 de la disposición adicional segunda del Real Decreto 326/2008², de 29 de febrero, establece que la CNMC debe remitir, antes del 15 de noviembre de cada año, las retribuciones para el año siguiente, correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución, desglosadas por compañía y concepto retributivo.

Al respecto se indica que la Ley 18/2014³, de 15 de octubre, ha adelantado la fecha de remisión de la citada información al 1 de octubre.

Finalmente, la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009⁴, 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 en esta ocasión por agrupar los citados mandatos en torno a dos informes, uno relativo a la previsión de retribución de actividades reguladas para el ejercicio 2014 y otro en el que se recoge la previsión de la demanda, ingresos y costes para el cierre del ejercicio 2014 y 2015.

¹ 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

² Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

³ Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

⁴ 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

No obstante lo anterior, se señala la necesidad de armonizar las solicitudes de información a esta Comisión, todo ello a efectos de la mejora de los citados informes.

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

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 correspondiente al ejercicio 2014 y 2015. En concreto, es necesario realizar previsiones sobre:

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

Por otra parte, se indica que los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 se han estimado aplicando a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/2446/2013.

Por último, la previsión de los costes del ejercicio para 2014 tiene en cuenta tanto la retribución de las distintas actividades establecidas en la Orden IET/2446/2013, como las retribuciones establecidas en las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. Consideraciones previas

2.1. Información utilizada para confeccionar el escenario de demanda e ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 y 2015

Como todos los años, el 14 de julio de 2014 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2014 y para 2015, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNMC, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los

clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se han contrastado las previsiones con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y con la información remitida por los agentes en aplicación de la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía (actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), de información para el mercado minorista español de gas natural.

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

En particular, durante dicho proceso se detectaron errores en la previsión del caudal contratado por peaje de acceso, aspecto que fue puesto en conocimiento de las empresas procediendo a subsanar dichos agentes los errores detectados.

2.2. Factores que afectan al 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 2015 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.”

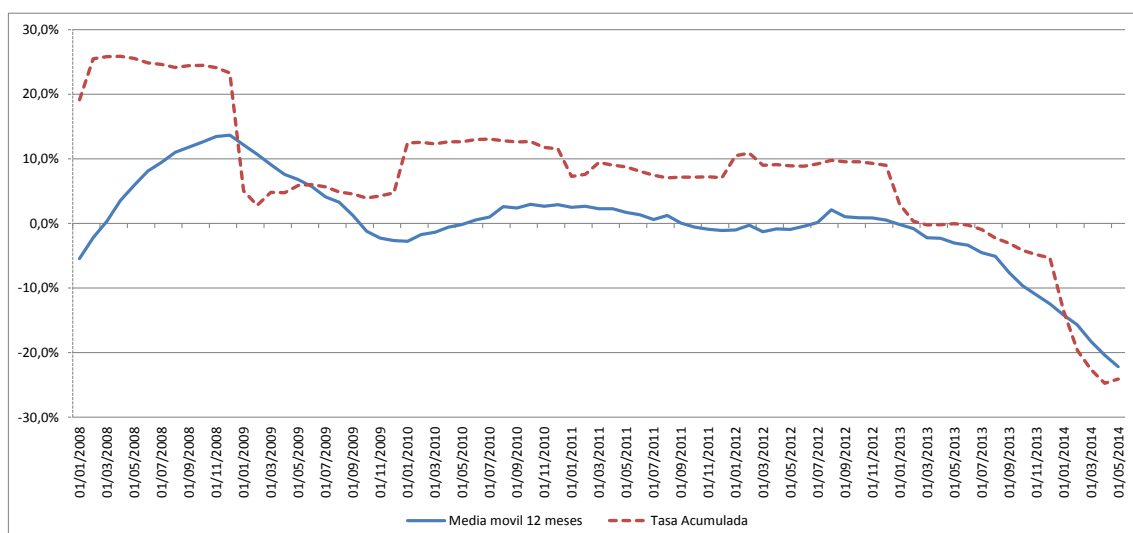
En aplicación de lo anterior, el pasado 31 de octubre de 2014, dichos agentes remitieron la información solicitada. No obstante, adicionalmente el GTS ha remitido un escenario de previsión de producción de ciclos combinados nacionales para el ejercicio 2015, que no coincide con el escenario más probable de previsión contenido en el citado informe conjunto.

Real Decreto 413/2014 sobre las instalaciones de cogeneración

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos modifica el régimen jurídico de dichas actividades de producción entre las que se encuentran las instalaciones de cogeneración que utilizan gas natural como combustible.

Esta Comisión no dispone de información que permita analizar el impacto de dicha modificación sobre la demanda de gas natural de dicho colectivo. No obstante, la evolución de la energía eléctrica vendida por las instalaciones de cogeneración que utilizan como combustible el gas natural muestra una tendencia decreciente durante los últimos meses (Véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Tasa de variación de la energía vendida por las instalaciones de cogeneración que utilizan como combustible el gas natural.



Fuente: CNMC

Mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, tal y como establece su Disposición Transitoria Única, es de aplicación hasta 2014.

La prórroga de dicho mecanismo para el ejercicio 2015, tendría impacto en la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica, si bien, dicho impacto dependerá de la relación de precios entre la producción de gas natural y la producción con carbón prevista para dicho ejercicio.

Hibernación de instalaciones

De acuerdo con la información aportada en el informe conjunto elaborado por REE y ENAGÁS, los escenarios de previsión aportados consideran el cierre de un ciclo combinado solicitado por la empresa propietaria y sobre la que el OS ha realizado un informe favorable.

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 previstos para 2015.

2.3. Evolución de la actividad económica

Evolución de la actividad económica para 2014

Respecto a la evolución de la actividad económica por su relación directa con la demanda de gas natural, principalmente, de consumidores industriales, se indica que la previsión del PIB para 2014, de acuerdo con el escenario macroeconómico previsto por el Gobierno en septiembre de 2014 considera un incremento del 1,3% para dicho año, tasa similar a la prevista por el Banco de España en julio de 2014, el FMI en octubre de 2013 y la OCDE en noviembre de 2014, y 16 de los 18 panelistas que se incluyen en el panel de previsiones de la economía española la de la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS)⁵.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el PIB creció en el tercer trimestre un 0,5% según datos provisionales, una décima menos que en el trimestre anterior.

⁵ <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?file=4>

Respecto al Índice de Producción Industrial el citado panel de previsión considera un incremento del 1,8% para el ejercicio 2014, situándose, según dicho panel, el máximo en 1,0% y el mínimo en un 2,9%.

Evolución de la actividad económica para 2015

Respecto a la evolución de la actividad económica para el ejercicio 2015, se indica que la previsión del PIB para dicho año, de acuerdo con el escenario macroeconómico previsto por el Gobierno en septiembre de 2014 considera un incremento del 2,0% para dicho año, tasa similar a la prevista por el Banco de España en julio de 2014 y superior a la prevista por la Comisión Europea en noviembre de 2014, el FMI en octubre de 2013, la OCDE en noviembre de 2014 (1,7% los tres organismos).

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

3. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2014 y 2015

3.1. Previsión de demanda para el cierre de 2014

Para realizar la previsión de cierre del ejercicio 2014 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 2014.

3.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro 1 se resumen la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el cierre de 2014, remitida por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras.

Cuadro 1. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para 2014

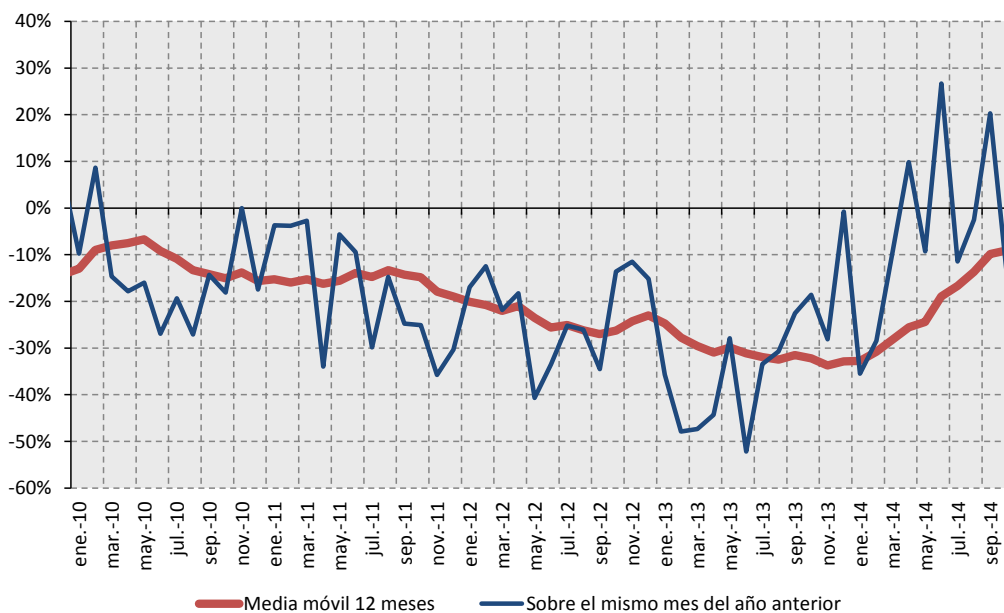
Volumen (MWh)	Año 2013 (SIFCO)	Previsión 2014		Tasa de variación respecto 2013	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	48.961.590	44.144.333	43.071.679	-9,8%	-12,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	7.745.381	6.667.278	6.397.034	-13,9%	-17,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	106.017	-	105.738	-100,0%	-0,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	56.812.988	50.811.610	49.574.451	-10,6%	-12,7%

Fuente: GTS y empresas

Se indica que tanto la demanda de gas destinada a la generación prevista por el GTS para el cierre del ejercicio 2014 como la prevista por las empresas resultan inferiores a la demanda registrada en 2013 (56,8TWh) y a la demanda registrada en los últimos doce meses (noviembre 2013-octubre 2014) (53,4 TWh). En particular, el GTS estima que demanda de gas destinada a generación eléctrica alcanzará 50,8 TWh en 2014, un 10,6% inferior a la registrada en 2013 y un 4,8% inferior a la registrada en los últimos doce meses. Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de dicho colectivo será de 49,6 TWh, un 12,7% inferior a la registrada en 2013 y un 7,1% inferior a la registrada en los últimos 12 meses.

En el Gráfico 2 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica entre enero de 2010 y septiembre de 2014. Se observa que la media móvil de 12 meses inicio a partir del año 2014 una tendencia alcista, si bien la misma continua siendo negativa (-9,12% a octubre de 2014).

Gráfico 2. Tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica



Fuente: GTS

Teniendo en cuenta tanto la previsión de los distintos agentes, como la evolución registrada en los últimos meses, esta Comisión considera como escenario más probable para el cierre de 2014 de la demanda destinada a la generación eléctrica 52,9 TWh, inferior en 6,79% a la registrada en 2013. La demanda prevista para el cierre del ejercicio 2014 es el resultado de considerar las siguientes hipótesis:

- **Enero-Octubre:** La demanda real registrada.
- **Noviembre:** La demanda más probable prevista por el GTS para el mes de noviembre de 2014 en octubre de 2014, de acuerdo con la información publicada en su página web⁶, lo que supone una reducción del 9,79% sobre la registrada en noviembre de 2013.
- **Diciembre:** Promedio de la demanda registrada en diciembre de 2012 y diciembre de 2013, lo que supone un incremento del 0,38% sobre la registrada en 2013.

La demanda destinada a la generación eléctrica prevista para 2014 se ha distribuido por grupo tarifario en función de la demanda registrada entre agosto de 2013 y julio de 2014, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (véase Cuadro 2).

6

<http://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Documentos/DEMANDA/Demanda%20nacional%20Nov-2014.pdf>

Cuadro 2. Previsión de la CNMC para el cierre de 2014 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario

Volumen (MWh)	Año 2013 (SIFCO)	Previsión CNMC 2014	% variación 2013 sobre 2014
<i>P > 60 bar</i>	48.961.590	47.219.725	-3,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	7.745.381	5.612.831	-27,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	106.017	95.053	-10,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	
TOTAL	56.812.988	52.927.609	-6,8%

Fuente: CNMC

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

Cuadro 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 2014

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2013 (SIFCO)	Previsión 2014		Tasa de variación respecto 2013	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	482.170.241	494.653.865	392.567.935	2,6%	-18,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	38.179.167	34.500.000	33.000.000	-9,6%	-13,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.640.000	-	1.500.000	-100,0%	-8,5%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	521.989.408	529.153.865	427.067.935	1,4%	-18,2%

Fuente: GTS y empresas transportistas y distribuidoras.

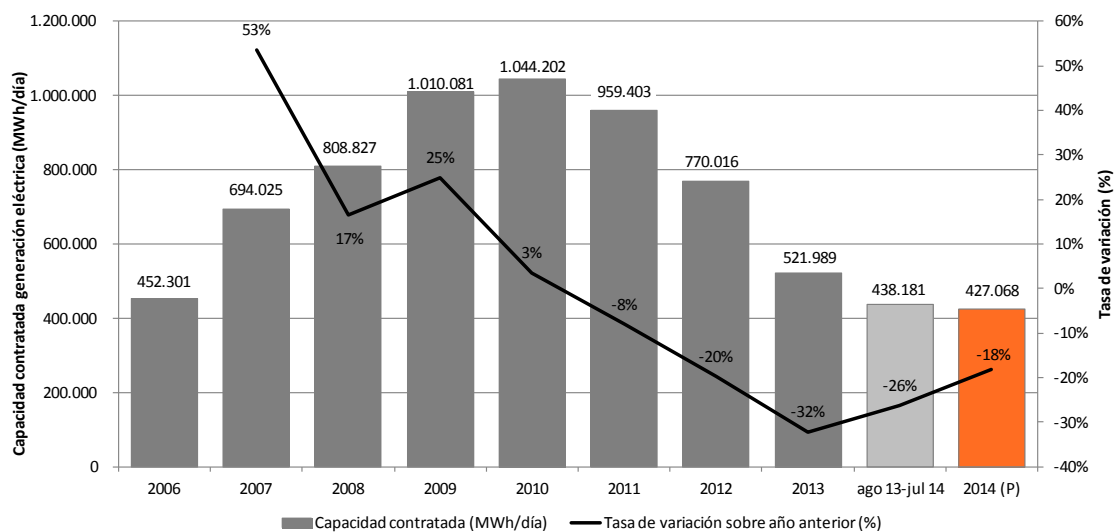
Cabe señalar que la diferente previsión en el caudal contratado por las centrales de generación conectadas a redes de presión de diseño superior a 60 bar se debe a las correcciones que la CNMC ha solicitado a las empresas gasistas tras el análisis de la información recibida.

Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC, el caudal contratado promedio para el cierre del ejercicio 2014 se reducirá en torno al 18% respecto del registrado en 2013. Se indica que la previsión de cierre aportada por las

empresas es superior a la media móvil registrada en el periodo comprendido entre agosto 2013-julio 2014 (26%), según la base de datos de liquidaciones del sector gasista.

En el Gráfico 3 se muestra la evolución registrada de la capacidad contratada de la demanda destinada a la generación eléctrica desde 2006 hasta 2014, resultado de considerar desde 2006 hasta 2013 la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista y para el ejercicio 2014 las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras.

Gráfico 3. Evolución de la capacidad contratada de la demanda destinada a la generación eléctrica.



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

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

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada por las centrales de generación, se ha optado por un escenario inferior al considerado por las empresas. En particular, el escenario de previsión de la capacidad contratada por las centrales de generación tiene en cuenta la capacidad real registrada en el periodo enero-julio de 2014 y se proyecta al resto del año aplicando la media móvil registrada en los últimos doce meses (agosto 2013-julio 2014), con la excepción de dos instalaciones para las que se ha mantenido la capacidad contratada registrada en la primera parte del año (véase Cuadro 4).

Cuadro 4. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre de 2014

Capacidad contratada (kWh/día)	Año 2013 (SIFCO)	Previsión CNMC 2014	% variación 2013 sobre 2014
<i>P > 60 bar</i>	482.170.241	352.413.341	-26,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	38.179.167	33.000.000	-13,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.640.000	1.640.000	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	
TOTAL	521.989.408	387.053.341	-25,9%

Fuente: CNMC.

3.1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro 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 2014.

Se observa que, el GTS estima que la demanda se reducirá un 6,3% sobre la registrada en 2013, consecuencia la contracción de la demanda en todos los niveles de presión, si bien más acusada en los niveles de presión superiores a 4 bar. Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional se reducirá un 5,1%.

Las principales diferencias entre ambas previsiones se concentran en la demanda de los consumidores conectados a niveles de presión superiores a 4 bar. En particular, mientras que el GTS estima que la demanda de este colectivo se reducirá un 7,4% sobre la registrada en 2013, las empresas transportistas estiman que se reducirá un 5,7%.

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

	Demanda (GWh)			Tasa de variación s/ año 2013	
	Año 2013 (SIFCO)	GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>P > 60 bar</i>	69.272	66.160	67.384	-4,5%	-2,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.619	33.892	34.523	-4,9%	-3,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	89.853	80.308	81.803	-10,6%	-9,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	68.591	66.465	66.297	-3,1%	-3,3%
TOTAL	263.335	246.825	250.007	-6,3%	-5,1%
<i>Suministro GNL Directo a cliente final</i>	11.875	10.405	11.172	-12,4%	-5,9%
TOTAL	275.210	257.230	261.179	-6,5%	-5,1%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

En el Cuadro 6 se compara la previsión de la demanda del grupo 3 prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre de 2014⁷.

En relación con la previsión del número de clientes, se señala que tanto el GTS como las empresas estiman que el número de clientes se incrementará en 2014 respecto de 2013 un 1,2% y un 1,6%, respectivamente.

Al respecto cabe señalar que la tasa de variación del número de clientes del Grupo 3 prevista por el GTS coincide con la tasa de variación registrada durante los últimos 12 meses (1,2%), según la información disponible en la Circular 5/2008, pero no así la composición por cada uno de los peajes del Grupo 3. En particular, el GTS estima un incremento del número de consumidores acogidos al peaje 3.1 (6% frente al 3% registrado en los últimos doce meses), una reducción de los consumidores acogidos a los peajes 3.2, 3.3 y 3.4 y un mantenimiento de los consumidores acogidos al peaje 3.5.

Análogamente, el crecimiento de los consumidores acogidos al peaje 3.1 previsto por las empresas para el cierre del ejercicio 2014, es compensado por la reducción de los consumidores en el resto de los grupos tarifarios.

⁷ Se indica que la información correspondiente a los ejercicios 2012 y 2013, incluye la demanda de Consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año

Se indica que, de acuerdo con la última información disponible, se observa un importante crecimiento del número de clientes acogidos a los peajes 3.3 (14,1%), 3.4 (5,9%) y 3.5 (4,7%), una reducción del número de clientes acogidos al peaje 3.2 (-0,2%), y un crecimiento moderado del número de clientes acogidos al peaje 3.1 (2,4%)

En relación con la demanda prevista para el cierre de 2014, se observa que tanto el GTS como las empresas estiman una contracción de la demanda respecto del ejercicio 2013 (-3,1% y -3,3%, respectivamente), pero inferior a la registrada en los últimos doce meses (+1,7% y +1,5% frente al -3,1% registrado en los últimos doce meses). En ambos casos, la reducción de la demanda se produce en todos los peajes, con la excepción del 3.4. Al respecto se indica que, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.3 presentan tasas positivas (4,2% y 2,7%, respectivamente), mientras que el resto de peajes del grupo 3 presenta tasas negativas.

Cuadro 6. Previsión de la demanda de los consumidores del grupo 3. GTS vs Empresas

	SIFCO			Previsión Cierre 2014		Tasas de Variación s/ 2013		Tasas de Variación s/ Últimos 12 meses	
	2012	2013	Últimos 12 meses (Agosto 2013 - Julio 2014)	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas
A.) Nº Clientes									
Grupo 3	7.328.061	7.396.750	7.453.008	7.482.446	7.515.903	1,2%	1,6%	0,4%	0,8%
3.1	3.777.898	3.891.355	3.946.419	4.126.168	4.144.616	6,0%	6,5%	4,6%	5,0%
3.2	3.480.363	3.433.520	3.431.294	3.287.581	3.302.280	-4,3%	-3,8%	-4,2%	-3,8%
3.3	22.361	24.458	26.015	23.298	23.403	-4,7%	-4,3%	-10,4%	-10,0%
3.4	47.185	47.142	48.999	45.124	45.327	-4,3%	-3,8%	-7,9%	-7,5%
3.5	255	275	280	276	277	0,5%	0,9%	-1,3%	-0,9%
B.) Energía (MWh)									
Grupo 3	68.029.324	68.591.440	65.340.478	66.465.000	66.297.426	-3,1%	-3,3%	1,7%	1,5%
3.1	9.525.973	9.778.418	9.772.629	9.118.446	9.094.119	-6,7%	-7,0%	-6,7%	-6,9%
3.2	31.452.335	31.206.980	29.647.857	29.817.916	29.738.386	-4,5%	-4,7%	0,6%	0,3%
3.3	1.452.905	1.499.622	1.504.640	1.420.749	1.417.126	-5,3%	-5,5%	-5,6%	-5,8%
3.4	21.111.281	21.490.439	19.946.827	21.720.384	21.671.996	1,1%	0,8%	8,9%	8,6%
3.5	4.486.830	4.615.981	4.468.524	4.387.505	4.375.799	-4,9%	-5,2%	-1,8%	-2,1%
C.) Consumo por Cliente (kWh/cliente)									
Grupo 3	9.283	9.273	8.767	8.883	8.821	-4,2%	-4,9%	1,3%	0,6%
3.1	2.522	2.513	2.476	2.210	2.194	-12,1%	-12,7%	-10,8%	-11,4%
3.2	9.037	9.089	8.640	9.070	9.005	-0,2%	-0,9%	5,0%	4,2%
3.3	64.974	61.315	57.836	60.982	60.554	-0,5%	-1,2%	5,4%	4,7%
3.4	447.419	455.868	407.084	481.353	478.127	5,6%	4,9%	18,2%	17,5%
3.5	17.589.664	16.785.387	15.959.014	15.881.909	15.769.032	-5,4%	-6,1%	-0,5%	-1,2%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En consecuencia, si bien los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones remitidas por el GTS y las empresas distribuidoras para el ejercicio 2014 es similar al registrado durante los últimos 12 meses para el Grupo 3 en su conjunto, existen discrepancias por peaje de acceso. Así, cabe destacar que el consumo medio previsto para los consumidores acogidos al peaje 3.1 es entre 11% inferior al registrado durante los últimos 12 meses. Asimismo, cabe destacar que el consumo medio previsto para el peaje 3.4 es entre un 17% y 18% superior al registrado durante los últimos 12 meses.

A la hora de valorar las anteriores previsiones, se debe tener en cuenta que la demanda de este tipo de consumidores está muy influida por el efecto temperatura, es este sentido la Agencia Estatal de Meteorología calificó los meses de enero y marzo de 2014 como muy cálidos, febrero como cálido y octubre como extremadamente cálido⁸.

No obstante, teniendo en cuenta las discrepancias existentes entre las previsiones realizadas por los agentes y la evolución registrada durante los últimos 12 meses para el colectivo considerado, se ha optado por elaborar para el cierre del ejercicio 2014 un escenario coherente con dicha evolución.

En particular, la previsión del número de clientes se ha confeccionado aplicando al número de clientes registrados en 2013, la media móvil de 12 meses a julio, mientras que la previsión de la demanda resulta de producto del número de consumidores por el consumo medio registrado por peaje de acceso durante los últimos 12 meses (agosto 2013 – julio 2014).

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

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

⁸ Informes mensuales climatológicos de enero, febrero, marzo y octubre de 2014. Disponibles en http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes.

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

	Prevision Cierre 2014			Tasa de variación s/ 2013 (SIFCO)		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
GTS						
<i>P > 60 bar</i>	66.160.162	59	263.518.559	-4,5%	-15,9%	10,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.891.734	139	203.632.302	-4,9%	-6,6%	58,2%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.308.422	3.398	382.758.000	-10,6%	-8,5%	-0,9%
TOTAL	180.360.317	3.596	849.908.861	-7,4%	-8,5%	12,6%
Empresas						
<i>P > 60 bar</i>	67.384.047	59	261.742.510	-2,7%	-15,9%	9,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.522.778	139	126.818.258	-3,1%	-6,6%	-1,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	81.802.922	3.398	362.013.328	-9,0%	-8,5%	-6,3%
TOTAL	183.709.747	3.596	750.574.096	-5,7%	-8,5%	-0,5%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

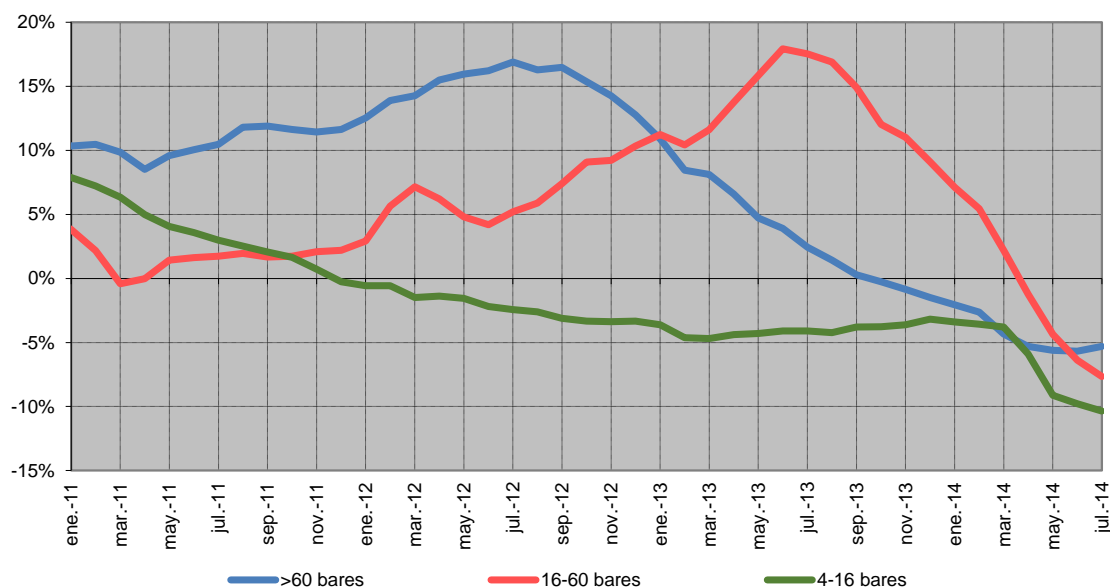
El GTS estima que la demanda de este colectivo se reducirá un 7,4% sobre la registrada en 2013, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que se reducirá un 5,7%, en ambos casos consecuencia de una reducción de la demanda de todos los grupos tarifarios, aunque con diferente grado de intensidad.

No obstante lo anterior, las previsiones de ambos agentes sobre la capacidad contratada no son coincidentes. En particular, mientras que el GTS estima que la capacidad contratada se incrementará un 12,6%, consecuencia de un incremento de la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar y de los conectados a redes comprendidas entre 16 y 60 bar, las empresas distribuidoras estiman que se reducirá un 0,5%, consecuencia de un incremento de la capacidad contratada por los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar y de una reducción de la capacidad contratada del resto de colectivos considerados.

En relación con lo anterior se indica que durante los últimos meses se ha registrado una apreciable reducción de consumo de la demanda convencional conectada a presión superior a 4 bar (véase Gráfico 4), debiendo destacar el abrupto cambio de tendencia que se produce en la tasa de variación de la demanda de los consumidores conectados a redes de 16-60 bar en junio de 2013, que ha pasado en un año de crecer a tasas superiores al 15% a decrecer a tasas del 8%. Esta reducción está siendo especialmente intensa en los

peajes 2.6 de entre 4 y 16 bar (-15,6%), 1.2 (-14,5%), 2.5 de entre 4 y 16 bar (-13,6%), 2.5 de entre 16 y 60 bar (-9,1%), 2.6 de entre 16 y 60 bar (-7,7%), esto es, en las tarifas con mayores niveles de consumo de cada nivel de presión.

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



Fuente: CNMC

Asimismo cabe destacar que, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, la media móvil de la capacidad contratada de la demanda convencional con presión superior a 4 bar a julio de 2014 es del -5,63%, valor muy inferior al previsto tanto por el GTS (+12,6%), como por las empresas transportistas y distribidoras (-0,5%).

Análogamente a la demanda convencional inferior a 4 bar, dada la discrepancia entre las previsiones del GTS y las empresas y teniendo en cuenta la evolución registrada en los últimos meses, se ha confeccionado un escenario de demanda para 2014 continuista con la evolución registrada por nivel de presión durante los últimos 12 meses, inferior al previsto tanto por el GTS como por las empresas transportistas y distribidoras para 2014.

Demanda convencional prevista para 2014

En el Cuadro 8 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC con el escenario de previsión facilitado por el GTS y por las empresas transportistas y distribidoras. Según el escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en 2014⁹ alcanzará los 253,7 TWh, un 1,4% y un 2,9% inferior a la demanda prevista por el GTS y las empresas, respectivamente, y un 7,8% inferior a la registrada en 2013. Se indica que esta previsión es coherente con la evolución que registra la

⁹ Excluido el GNL directo a cliente final.

demanda transportada convencional, según la información que el GTS publica en su página web, y cuya media móvil a octubre se sitúa en el -7,5%

Asimismo, la capacidad contratada prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2014¹⁰ se reducirá un 5,8% respecto de la registrada en 2013 e inferior a la capacidad contratada prevista por el GTS y las empresas distribuidoras, que estiman crecimientos de la capacidad contratada para el ejercicio 2014 (13,8% y 0,5%, respectivamente) y en línea con la media móvil de 12 meses a julio de 2014 (-5,6%).

¹⁰ La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente, la del peaje 3.5.

Cuadro 8. Escenario de previsión de la demanda convencional previsto para el cierre de 2014 ⁽¹⁾

GTS	Previsión Cierre 2014			Tasa de variación s/ 2013 (SIFCO)		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	66.160.162	59	263.518.559	-4,5%	-15,9%	10,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.891.734	139	203.632.302	-4,9%	-6,6%	58,2%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.308.422	3.398	382.758.000	-10,6%	-8,5%	-0,9%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.465.000	7.482.446	35.083.007	-3,1%	1,2%	52,1%
TOTAL	246.825.317	7.486.042	884.991.868	-6,3%	1,2%	13,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.405.057			-12,4%		
TOTAL	257.230.374	7.486.042	884.991.868	-6,5%	1,2%	13,8%

Empresas	Previsión Cierre 2014			Tasa de variación s/ 2013 (SIFCO)		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	67.384.047	59	261.742.510	-2,7%	-15,9%	9,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.522.778	139	126.818.258	-3,1%	-6,6%	-1,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	81.802.922	3.398	362.013.328	-9,0%	-8,5%	-6,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.297.426	7.515.903	31.326.316	-3,3%	1,6%	35,8%
TOTAL	250.007.173	7.519.500	781.900.412	-5,1%	1,6%	0,5%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.172.205			-5,9%		
TOTAL	261.179.379	7.519.500	781.900.412	-5,1%	1,6%	0,5%

CNMC	Previsión Cierre 2014			Tasa de variación s/ 2013 (SIFCO)		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada
<i>P > 60 bar</i>	65.277.292	59	230.710.898	-5,8%	-15,9%	-3,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.821.095	139	124.127.002	-7,9%	-6,6%	-3,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	79.488.517	3.398	354.722.454	-11,5%	-8,5%	-8,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	65.637.151	7.488.562	23.112.439	-4,3%	1,2%	0,2%
TOTAL	243.224.055	7.492.158	732.672.793	-7,6%	1,2%	-5,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.453.913			-12,0%		
TOTAL	253.677.968	7.492.158	732.672.793	-7,8%	1,2%	-5,8%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

3.1.3. Previsión demanda interrumpible

Según la información aportada por los agentes, el GTS estima que la capacidad contratada interrumpible será 2.396 MWh/día, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que será de 2.479 MWh/día.

En el Cuadro 9 se resumen las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad en el periodo octubre 2013–septiembre 2014 y en el periodo octubre 2014–septiembre 2015, según la información publicada por el GTS.

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

Zonas Interrumpibilidad	Tipo	Oct 13 - Sep 14		Oct 14 - Sep 15		Condición	Fecha prevista en la que entrada en servicio la infraestructura
		Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día		
1.- Ramal de Villapresente	A	4,500	4,500			Hasta la puesta en servicio del gasoducto Bilbao-Treto (febrero 2014)	
2.- Red de distribución de Lugo	A						
3.- Red de distribución de Avilés-Gijón	A	4,000	0,580	4,000	0,580	Hasta la puesta en servicio del Gasoducto Musel - Llanera (Dic-2014) y La Interconexión Llanera - Otero (Jun- 2014)	Diciembre - 2014
4.- Red de distribución de Valle de Arratia	A	1,000	-	1,000			
5.- Red de distribución de Zaldibia-Amezketeta	A	1,000	-				
6.- Red de Pamplona	A	2,000	-	3,000		Puente la Reina-Muruarte de Reta y la duplicación Sansoain-Lumbier	
7.- Valle del Ebro - País Vasco	A	32,000	32,000				
8.- Red preitoral 45 bar	A	2,000		2,000		Hasta la construcción del ramal norte del gasoducto "Martorell-Figueres"	
TOTAL		46,500	37,080	10,000	0,580		

Fuente: GTS y CNMC.

En relación con lo anterior, se debe señalar que de acuerdo a lo establecido en la Resolución de 15 de julio de 2013:

- La capacidad interrumpible en el Ramal de Villapresente (4,5 GWh/día) se ofertó hasta la puesta en servicio del gasoducto Bilbao-Treto, cuya puesta en servicio se produjo el 7 de febrero de 2014, tal y como informó el GTS en 54ª Reunión Comité de Seguimiento del Sistema Gasista¹¹.
- La capacidad interrumpible en el Valle del Ebro y País Vasco, se ofertó hasta la puesta en servicio del gasoducto Zarza de Tajo-Yela, cuya puesta en servicio, se produjo en 2013.

Asimismo, de acuerdo a lo establecido en la Resolución de 31 de julio de 2014, la capacidad interrumpible en la Red de distribución de Avilés-Gijón, se oferta hasta la puesta en servicio del gasoducto Musel-Llanera (prevista para

¹¹ Véase: <http://www.enagas.es/web-corporativa-ext-templating/Download?fileId=9598b424ec9c9410VgnVCM10000202c14acSTFL>

diciembre de 2014) y la interconexión Llanera-Otero (prevista para junio de 2014).

Teniendo en cuenta (i) las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad, en el periodo octubre 2013–septiembre 2014 y en el periodo octubre 2014–septiembre 2015, (ii) la entrada en funcionamiento de los gasoductos Zarza de Tajo-Yela y Bilbao-Treto y (iii) la previsible entrada en funcionamiento gasoducto Musel-Llanera, en diciembre de 2014, esta Comisión estima en 1,1 GWh/día la capacidad interrumpible asignada para el cierre de 2014. (Véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Previsión de la capacidad interrumpible para el ejercicio 2014 (GWh/día)

Zonas Interrumpibilidad	Tipo	Año 2014		
		Enero - Septiembre 2014	Octubre - Diciembre 2014	Total
1.- Ramal de Villapresente	A	4,500	-	0,481
2.-Red de distribución de Lugo	A	-	-	-
3.-Red de distribución de Avilés-Gijón	A	0,580	0,580	0,580
4.-Red de distribución de Valle de Arratia	A	-	-	-
5.-Red de distribución de Zaldibia-Amezketeta	A	-	-	-
6.-Red de Pamplona	A	-	-	-
7.- Valle del Ebro - País Vasco	A			
8.- Red preitoral 45 bar	A	-	-	-
TOTAL		5,080	0,580	1,061

Fuente: GTS y CNMC.

La demanda prevista para los consumidores interrumpibles se ha estimado individualmente para cada uno de los consumidores, con base en la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Por último, se indica que las previsiones de consumo, caudal y número de clientes de los peajes interrumpibles previstas para el cierre de 2014, se han descontado de las previsiones de los peajes firmes asociados.

3.1.4. Demanda nacional

En el Cuadro 11 se resume el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2014, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica y convencional. Se estima que la demanda de gas natural se reducirá en 2014 un 7,5% respecto de la registrada en 2013, tasa ligeramente superior a la media móvil de la demanda transportada a octubre de 2014 (-7,8%).

Cuadro 11. Escenario de demanda prevista para 2014

	GWh		Tasa de variación
	Año 2013 (SIFCO)	Previsión 2014	2014 s /2013
<i>P > 60 bar</i>	118.281.843	112.497.017	-4,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	43.333.800	38.433.925	-11,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	90.005.666	79.583.571	-11,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	68.615.262	65.637.151	-4,3%
TOTAL	320.236.571	296.151.664	-7,5%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.172.205	10.453.913	-6,4%
TOTAL	331.408.776	306.605.577	-7,5%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

3.1.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro 12 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el año 2014 remitidas por el GTS y las empresas transportistas. Según el GTS las exportaciones se reducirán un 41,5% sobre las registradas en 2013, mientras que según las empresas transportistas las exportaciones se reducirán un 65,3%.

Cuadro 12. Previsión de exportaciones para el año 2014 remitida por el GTS y las empresas transportistas (MWh)

	Año 2013	Año 2014		Tasa de variación 2014 s/ 2013	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
<i>Francia</i>	4.966.904	594.338	378.366	-88,0%	-92,4%
<i>Portugal</i>	5.571.347	5.575.061	3.283.643	0,1%	-41,1%
TOTAL	10.538.250	6.169.399	3.662.009	-41,5%	-65,3%

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

Según la información publicada por el GTS, durante los últimos meses se ha producido un cambio de tendencia en la evolución de las exportaciones, que ha pasado de tener tasas mensuales de crecimiento superiores al +29% entre enero y marzo de 2014, a tener tasas de decremento inferiores al 15% a partir de dicha fecha. Se indica que, la tasa de variación prevista por el GTS para el cierre de 2014 (-41,5%) es similar a la tasa acumulada al mes de octubre (véase Cuadro 13).

Cuadro 13. Evolución de las exportaciones

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes		% Variación s/acumulado		% Variación s/últimos 12	
	2012	2013	2014	año anterior		anual		meses	
				13 s/ 12	14 s/ 13	13 s/ 12	14 s/ 13	13 s/ 12	14 s/ 13
Enero	1.172	475	676	-59,48	42,34	-59,48	42,34	-27,81	36,63
Febrero	1.024	329	425	-67,83	29,01	-63,37	36,88	-33,46	50,25
Marzo	666	507	694	-23,92	36,98	-54,20	36,92	-29,73	55,99
Abril	551	1.662	600	201,72	-63,94	-12,88	-19,47	-16,92	24,05
Mayo	434	2.277	616	425,04	-72,97	36,50	-42,68	16,51	-11,30
Junio	504	927	587	83,91	-36,71	41,99	-41,78	23,60	-17,38
Julio	674	817	424	21,22	-48,13	39,21	-42,52	25,09	-22,03
Agosto	659	853	367	29,39	-56,98	38,07	-44,09	29,09	-27,70
Septiembre	738	1.048	355	42,06	-66,16	38,53	-46,69	34,78	-35,63
Octubre	826	766	650	-7,28	-15,05	33,31	-44,18	33,45	-36,39
Noviembre	735	501	-	-31,89		27,30		26,65	
Diciembre	581	444	-	-23,54		23,85		23,85	
Anual	8.564	10.607	5.393						

Fuente: GTS.

Esta Comisión considera como mejor previsión de la demanda de exportaciones la prevista por el GTS para el cierre de 2014.

En relación con la previsión de la capacidad contratada en las exportaciones, se indica que la misma se ha confeccionado tomando en consideración la información que sobre la capacidad contratada en las conexiones internacionales publica ENAGAS, es su página web¹².

Esto es, se considera que la fecha de emisión el presente informe, la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación a Francia es de 99,8 GWh/día, lo es un 0,7% inferior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional entre enero y agosto de 2014, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

¹²

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

Análogamente, se considera que la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación Portugal es de 17,4 GWh/día, un 0,4% inferior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional entre enero y agosto de 2014, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

3.2. Previsión de demanda 2015

3.2.1. 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 2015. En particular, el OS ha elaborado los escenarios de cobertura de la demanda por tecnologías, teniendo en cuenta los escenarios de precios de gas natural más probables remitidos por el GTS.

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

Asimismo, indica que se ha considerado un funcionamiento mínimo de las centrales de ciclo combinado por restricciones técnicas zonales que supone un producción mínima de 15.000 GWh y que no se incluye el consumo de gas en las centrales de cogeneración con régimen primado y tampoco se incluye el consumo de gas en el arranque de centrales térmicas de carbón o el utilizado como combustible de apoyo.

El informe pone de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2015 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 hidráulicidad 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 frontera¹³ para un único escenario de precios del carbón (8 €/MWh).

- Escenario de precios bajos (12 €/MWh) que reflejaría una ventaja competitiva de la generación con gas vs carbón.
- Escenario de precios bajos (14 €/MWh) pero con equilibrio entre la generación con gas y con carbón.
- Escenario continuista: que supone el mantenimiento de los precios del último año (26 €/MWh) con una cierta modulación verano/invierno, en el que la generación con carbón es más ventajosa que la generación con gas.
- Escenario de subida progresiva de precios del gas natural hasta los 30 €/MWh, con ventaja absoluta de los precios de generación con carbón sobre los de generación con gas.

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

Como resultado de lo anterior, para el año 2015 en el citado informe se proporcionan 12 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 (2,1 TWh). Según la información aportada en el informe conjunto del OS y el GTS, en el escenario más probable el consumo de gas por los ciclos combinados peninsulares asciende a 40 TWh, en una situación de ventaja competitiva del carbón¹⁴ y con pluviosidad media.

En el informe conjunto se indica que no se incluye en las previsiones el consumo de gas en las centrales de cogeneración con régimen primado ni el consumo de gas en el arranque de centrales térmicas de carbón o el utilizado como combustible de apoyo.

Adicionalmente, en respuesta a la solicitud de información de la CNMC, el GTS aporta el escenario de previsión de la demanda de gas natural para el ejercicio 2015 adelantado, en cumplimiento del calendario propuesto en el Protocolo de Detalle PD-07. "Programaciones y nominaciones de infraestructura de transporte". En el citado escenario se incluye como mejor previsión de la demanda de gas natural correspondiente a la generación eléctrica 55,7 TWh, de los cuales 52,5 TWh se debe a la demanda de los ciclos combinados peninsulares, 2,6 TWh a la demanda de los ciclos combinados de Baleares y 0,6 TWh al consumo de las centrales térmicas clásicas. Según la información aportada por el GTS este escenario se corresponde con una situación de

¹³ El OS ha considerado en todos los escenarios el precio del carbón de referencia constante (en los niveles de los precios spot 8 €/MWh) y cuatro escenarios de coste del gas en frontera, a los precios se añade una estimación del coste de los peajes y cánones de los ciclos.

¹⁴ Se supone una precedencia en coste de las centrales de carbón sobre las de ciclo combinado, excepto para aquellas centrales más alejadas de puerto, obsoletas o de muy reducida eficiencia.

ventaja competitiva de los costes de generación del carbón frente al gas y una pluviosidad media.

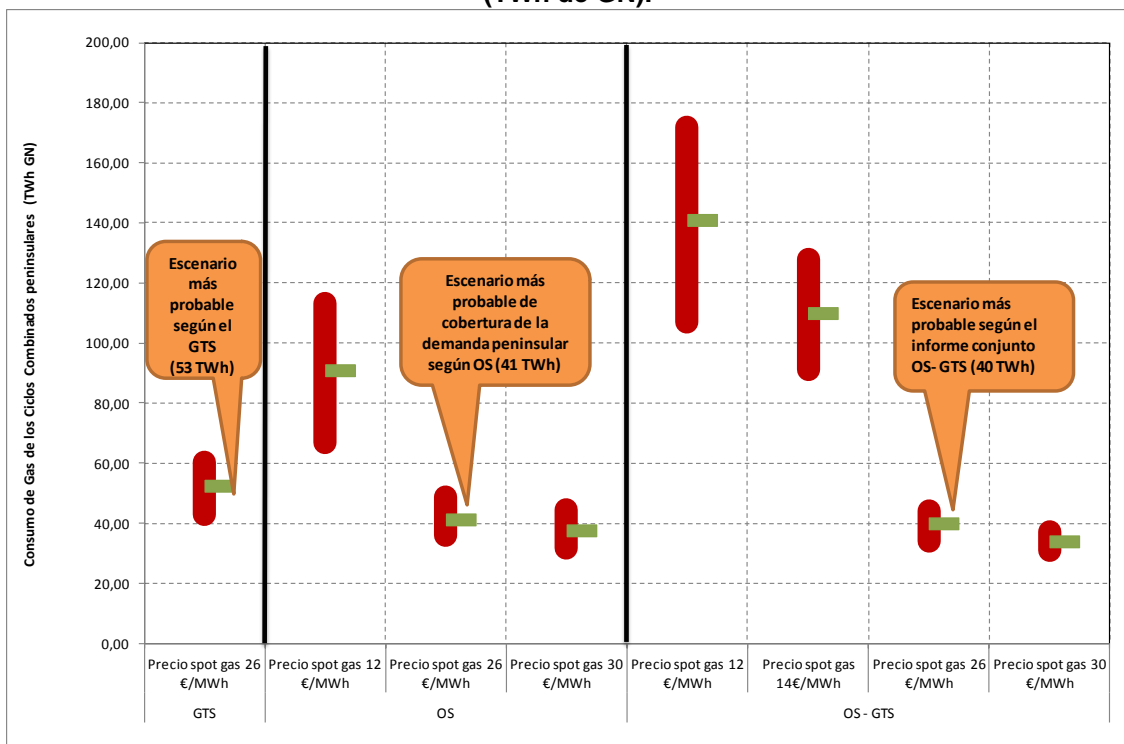
Por otra parte, se dispone los escenarios de cobertura de demanda remitidos a esta Comisión por el OS en respuesta a la solicitud de información para la elaboración del correspondiente informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de electricidad 2015. Los escenarios analizados para el territorio peninsular resultan de considerar un funcionamiento mínimo de los ciclos combinados por restricciones técnicas zonales (con una producción mínima de 15.700 GWh), tres escenarios de precios del gas (12 €/MWh, 26 €/MWh y 30 €/MWh) y tres escenarios de hidraulicidad. En el escenario más probable (considerando un precio del gas de 26 €/MWh e hidraulicidad media) el OS estima que la producción de los ciclos combinados alcanzará los 41 TWh. En Baleares el OS contempla igualmente tres escenarios que resultan de considerar, entre otros aspectos, tres escenarios de actividad económica.

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

Demanda destinada a la generación eléctrica peninsular

En el Gráfico 5 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 2015.

Gráfico 5. Consumo de gas de los ciclos combinados peninsulares previsto para 2014 (TWh de GN).



Fuente: ENAGAS GTS y REE OS.

En el Cuadro 14 se comparan los escenarios de cobertura de electricidad previstos para el 2015 en el informe conjunto del OS y el GTS, con hidraulicidad media, así como los escenarios de cobertura de la demanda peninsular prevista por el OS para 2015 en la información aportada para la actualización de los peajes de electricidad y la cobertura registrada en los últimos 12 meses.

Cuadro 14. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista según el informe conjunto del OS y GTS para el 2015, el informe de cobertura de la demanda del OS para 2015 y la cobertura de la demanda registrada durante los últimos 12 meses (GWh)

	Informe conjunto GTS y OS (Escenarios con hidráulicidad media)				Previsión del OS de la cobertura de la demanda para 2015 (Escenarios con hidráulicidad media)			Últimos 12 meses	
	Precios spot del gas (€/MWh)				Precios spot del gas (€/MWh)			Oct 2013 - Sep 2014	Nov 2013 - Oct 2014
	12	14	26	30	12	26	30		
<i>Hidráulica</i>	29.992	28.968	31.562	31.415	28.577	32.587	32.816	35.227	35.017
<i>Nuclear</i>	54.078	54.073	54.068	54.068	53.595	53.334	53.332	53.150	53.934
<i>Carbón</i>	4.770	22.407	55.081	58.859	32.492	53.842	55.742	40.770	41.127
<i>Fuel - Gas</i>	0	0	0	0	2	0	0	0	0
<i>CCGT'S</i>	70.487	55.297	20.161	17.061	45.480	20.765	18.986	22.538	22.130
<i>Régimen Especial</i>	101.252	101.236	101.238	101.238	101.227	101.237	101.236	104.208	103.369
Generación	260.579	261.981	262.110	262.641	261.373	261.765	262.112	255.893	255.578
<i>Consumos Bombeos</i>	2.069	3.471	3.601	4.131	2.851	3.244	3.590	5.193	5.298
<i>Enlace Baleares</i>	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.402	-1.313	-1.305
<i>Saldo Físico Internacional</i>	-5.500	-5.500	-5.500	-5.500	-5.500	-5.500	-5.500	-4.930	-4.562
Demanda	251.608	251.608	251.607	251.608	251.620	251.619	251.620	244.458	244.412
Consumo Ciclos	141.000	110.000	40.000	34.000	90.977	41.198	37.836	49.883	50.797
Factor eficiencia	50,0%	50,3%	50,4%	50,2%	50,0%	50,4%	50,2%	45,2%	43,6%

Fuente: GTS, OS y CNMC.

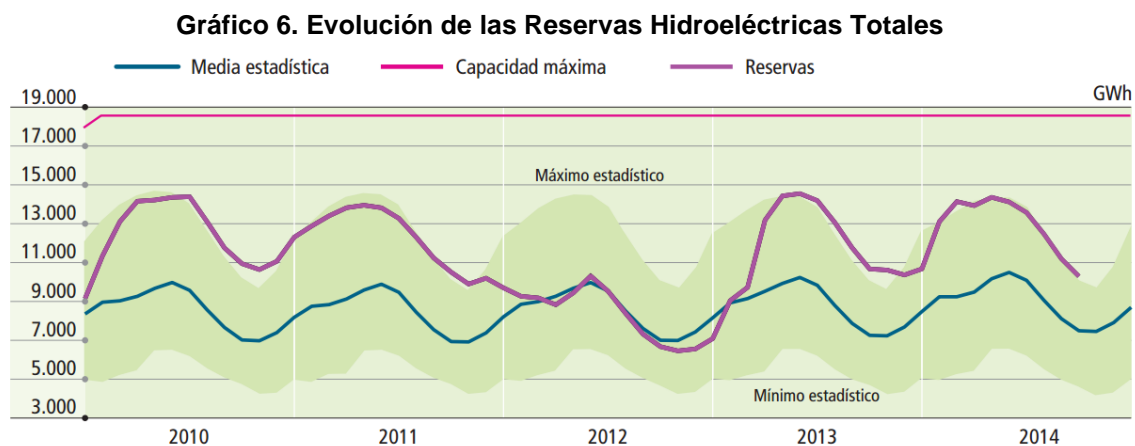
Al respecto, se formulan las siguientes observaciones:

1. Los escenarios de cobertura considerados en el informe conjunto del OS y del GTS no coinciden con los escenarios de cobertura remitidos a esta Comisión por el OS en respuesta a la solicitud de información para la elaboración del correspondiente informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de electricidad 2015. En particular, cabe señalar la discrepancia de la producción de los ciclos combinados en el escenario de precios de 12 €/MWh.
2. En todos los escenarios se considera un saldo exportador de 5.500 GWh, superior al saldo registrado durante los últimos 12 meses (4.562 GWh).
3. La previsión de los consumos de bombeo considerados en los doce escenarios (entre 1.491 y 4.847 GWh) es inferior a la registrada durante los últimos 12 meses (5.298 GWh)
4. El informe conjunto del OS y el GTS señala como escenario más probable el que corresponde al escenario de precios de gas natural de 26 €/MWh, situación en la que se produce una precedencia de alguna de las centrales de carbón importado (las que se encuentran localizadas a pie de puerto o en la proximidad) sobre las de ciclo combinado de gas natural y una hidráulicidad media.

El consumo de gas natural previsto en el escenario más probable (40.000 GWh) y con un precio de gas natural similar al actual (26 €/MWh), es un

21,3% inferior al consumo de gas registrado por los ciclos combinados peninsulares en los últimos 12 meses (50.797 GWh).

5. El factor de eficiencia de las centrales de generación de ciclo combinado previsto para el año 2015, es, aproximadamente, del 50%, superior al registrado durante los últimos 12 meses a octubre de 2013 (43,6%).
6. 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.
7. En relación con la producción hidráulica prevista en el escenario más probable se indica que las reservas hidroeléctricas totales a septiembre de 2014, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran ligeramente por encima del máximo estadístico, con un nivel de reservas similar al registrado en los años 2010 y 2011 (véase Gráfico 6).



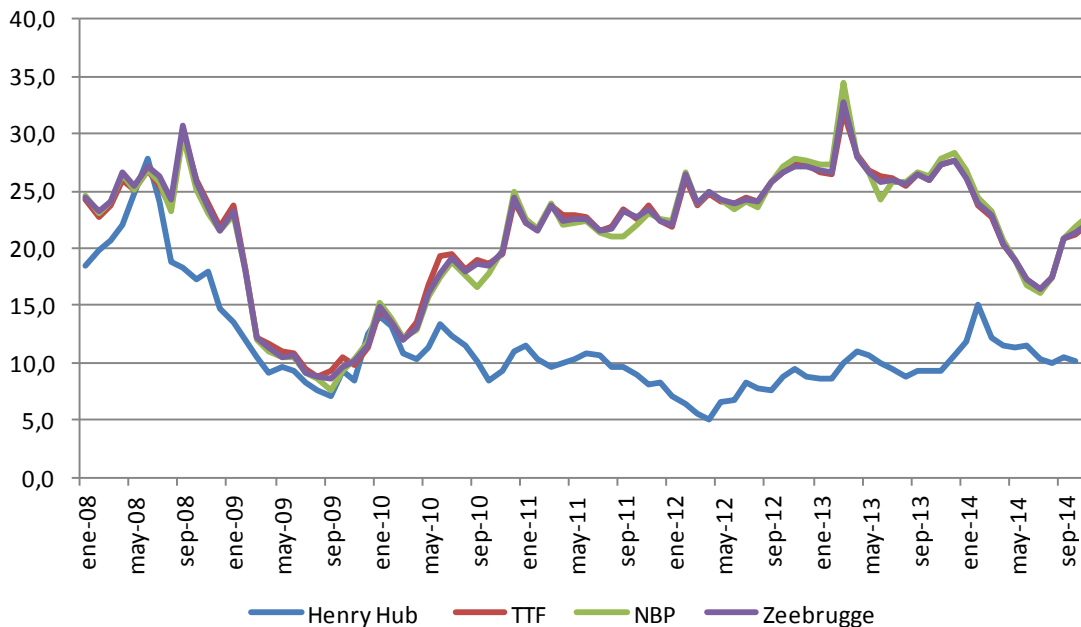
Fuente: REE

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

8. En relación con los escenarios de precios considerados, se indica que los precios del gas natural en los mercados spot europeos han registrado una tendencia creciente hasta marzo de 2013, cuando alcanzaron, aproximadamente, los 34 €/MWh. A partir de dicha fecha se ha registrado una tendencia decreciente hasta alcanzar un mínimo en el entorno de los 17 €/MWh en agosto de 2014, momento a partir del cual los precios han

comenzado a aumentar. En noviembre de 2014 (hasta el día 10 de noviembre de 2014) el precio del gas se ha situado en torno a los 22,4 €/MWh (véase Gráfico 7).

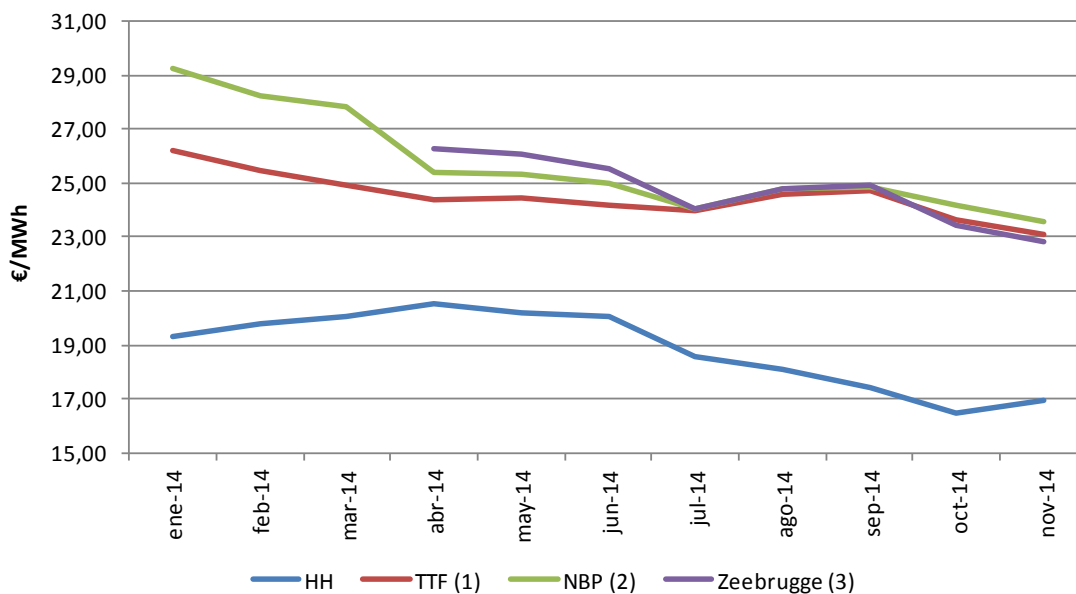
Gráfico 7. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNMC.

Por otra parte, la cotización de los contratos a plazo con entrega en 2015 en los mercados europeos se sitúan en el entorno de 22-23 €/MWh, nivel de precios inferior al considerado en el informe conjunto del OS y el GTS (véase Gráfico 8).

Gráfico 8. Evolución del promedio de las cotizaciones de los contratos con vencimiento en 2015



Fuentes: Platts y CNMC.

- (1) Promedio de las cotizaciones de los contratos anuales con vencimiento en 2015
- (2) Promedio de los contratos trimestrales con vencimiento en 2015. Se indica que los contratos de cada trimestre comienzan a cotizar el primer día del mismo trimestre del año anterior.
- (3) Promedio de los contratos trimestrales con vencimiento en 2015. 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 2015 muestra una tendencia decreciente, situándose desde octubre de 2014 en precios cercanos a 8 €/MWh, en línea con el precio implícito en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (8 €/MWh) (véase Gráfico 9).

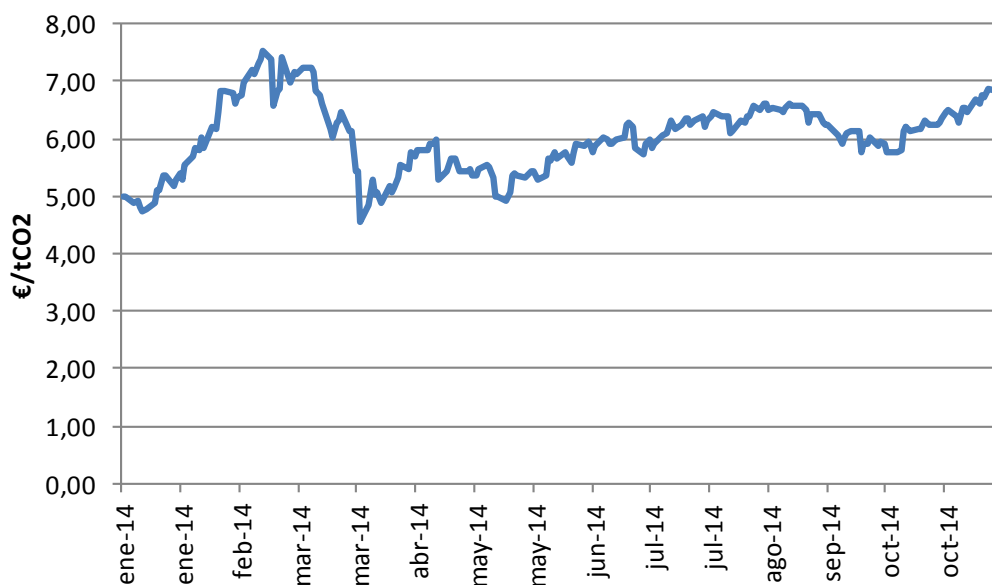
**Gráfico 9. Evolución de los precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t)
Periodo 1 de enero de 2014- 11 de noviembre de 2014**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Por último, respecto del precio de referencia del CO₂ implícito en los escenarios de previsión del informe conjunto del OS y el GTS (6 €/t CO₂) se indica que podría ser inferior al valor esperado para 2015, teniendo la cotización del contrato EUA Dic-15 (véase Gráfico 10).

**Gráfico 10. Evolución de la cotización de los derechos de emisión de CO2 (EUA Dec-15).
Periodo 1 de enero de 2014- 11 de noviembre de 2014**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ICE

Finalmente, según la información remitida por las empresas distribuidoras, la demanda de los ciclos combinados durante el ejercicio 2014 alcanzaría **57,9 TWh**.

Teniendo en cuenta las observaciones formuladas anteriormente, se considera una demanda destinada a la generación eléctrica en el sistema peninsular para 2015 de **47,9 TWh**¹⁵, escenario intermedio entre el más probable del informe conjunto del OS y del GTS (40,0 TWh) y el previsto por el GTS (52,5 TWh) y coherente con la cobertura de la demanda para el ejercicio 2015 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 2015*”.

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 2014 la demanda de gas en el Sistema Balear de **2.107 GWh** (336 GWh correspondiente al Subsistema Mallorca-Menorca y 1.771 GWh correspondiente al Subsistema Ibiza-Formentera), no indicándose las hipótesis consideradas en su previsión.

Al respecto, cabe señalar que, dicha previsión de generación con gas natural en el sistema Balear para el ejercicio 2015 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 2015. Según dicha información, en el escenario de cobertura se han considerado las siguientes hipótesis:

- Datos técnicos y económicos del parque generador publicados en la Orden Ministerial ITC/913/2006, de 30 de marzo.
- Programa de mantenimiento anual del equipo generador (indisponibilidad programada) aprobado por Red Eléctrica, teniendo en cuenta las condiciones y flexibilidad de fechas planteadas por la empresa propietaria.
- Energía aportada al Sistema Eléctrico Balear por el enlace en corriente continua con la península.

Adicionalmente, se dispone de la previsión de cobertura de la demanda en el subsistema balear, proporcionado por la empresa generadora en respuesta a la solicitud de información para la tarifa eléctrica 2015. Según dicha información, la producción con tecnología cuyo combustible es el gas natural ascenderá a 616 GWh, un 23% inferior a la prevista para el cierre del ejercicio 2014.

¹⁵ Incluye la previsión de consumo de la centrales térmicas de gas (0,7 TWh), según la información proporcionada por el GTS.

Suponiendo un factor de eficiencia del 36%¹⁶, la demanda de gas en el sistema balear ascendería a 1,7 TWh.

Por otra parte, el GTS estima la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica en las Islas Baleares en **2,6 TWh** para 2014, de acuerdo con la previsión de demanda anual para 2014, elaborada en cumplimiento del Protocolo de Detalle PD-07.

Por último, las empresas gasistas estiman una demanda de gas de la generación eléctrica balear de **2,6 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 (octubre 2013-septiembre 2014) es de 3.381 GWh.

Teniendo en cuenta lo anterior, se toma como previsión de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear para 2015 la estimada por el OS, es decir, **2,1 TWh**, escenario intermedio entre el previsto por la empresa generadora y el GTS y acorde con la evolución de la demanda prevista por el generador y la cobertura de la demanda prevista por la CNMC en el *“Informe de respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2015”*.

Demanda destinada a la generación eléctrica a nivel nacional

En el Cuadro 15 se compara la demanda de gas destinada a la generación eléctrica prevista por el OS y el GTS en condiciones de hidraulicidad media, la prevista por el GTS, la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras y la prevista por la CNMC.

Se observa que la demanda destinada a la generación de electricidad presentada en este informe por la CNMC para el ejercicio 2015 asciende a **50,0 TWh**, un 9,3% inferior a la prevista por el GTS (**55,1 TWh**), y un 18,8% superior al escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (**42,1 TWh**).

Se indica que la demanda prevista en dicho escenario de previsión, es un 1,6% inferior a la demanda destinada a generación eléctrica registrada entre noviembre 2013 y octubre 2014.

¹⁶ Factor registrado en los últimos doce meses.

Cuadro 15. Previsión de demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica, excluyendo las centrales térmicas peninsulares. Resumen de escenarios del GTS y del OS para 2014 (TWh).

		Peninsular	Baleares	Nacional
GTS (Precio spot gas 26 €/MWh)		52,5	2,6	55,1
OS	<i>Precio spot gas 12 €/MWh</i>	141,0	2,1	143,1
	<i>Precio spot gas 14 €/MWh</i>	110,0	2,1	112,1
	<i>Precio spot gas 26 €/MWh</i>	40,0	2,1	42,1
	<i>Precio spot gas 30 €/MWh</i>	34,0	2,1	36,1
Empresas		57,9	2,6	60,4
CNMC		47,9	2,1	50,0

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

Caudal contratado por las centrales de generación eléctrica

En el Cuadro 16 se muestra la previsión del GTS y de las empresas gasistas para el ejercicio 2015 del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica. Según dicha información, el GTS estima que el caudal contratado promedio se reducirá un 9,4% respecto del caudal previsto para el cierre del ejercicio 2014, mientras que las empresas estiman que el caudal contratado promedio del ejercicio 2015 se reducirá un 2,2% sobre el previsto para el cierre de 2014, explicado por la contracción del caudal de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendidas por encima de 60 bar.

Cuadro 16. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por las empresas transportistas y distribuidoras para 2015

GTS	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2013 (SIFCO)	Previsión de cierre 2014	Previsión 2015	2014 s/2013	2015 s/ 2014
	<i>P > 60 bar</i>	605.283.147	494.653.865	447.469.760	-18,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	49.500.000	34.500.000	31.830.348	-30,3%	-7,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.500.000	-	-	-100,0%	
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	656.283.147	529.153.865	479.300.108	-19,4%	-9,4%

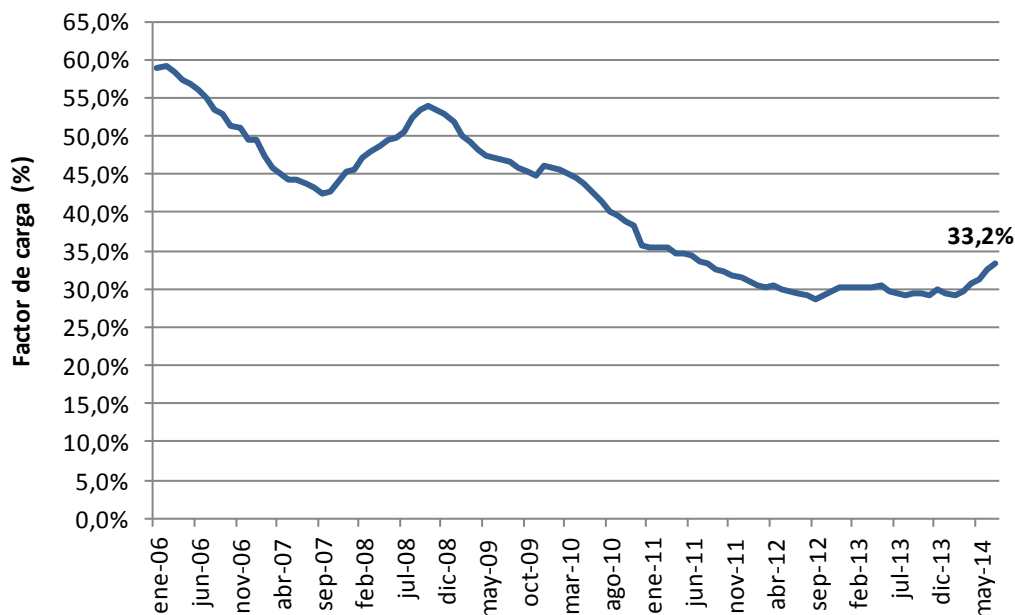
Empresas	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2013 (SIFCO)	Previsión de cierre 2014	Previsión 2015	2014 s/2013	2015 s/ 2014
	<i>P > 60 bar</i>	482.170.241	392.567.935	383.137.799	-18,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	38.179.167	33.000.000	33.000.000	-13,6%	0,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.640.000	1.500.000	1.500.000	-8,5%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	521.989.408	427.067.935	417.637.799	-18,2%	-2,2%

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

Al respecto, cabe señalar que, el incremento del consumo de las centrales de generación previsto para el 2015 por el GTS y las empresas va acompañado por una contracción del caudal, por lo que según sus previsiones el factor de carga de la demanda destinada a la generación aumenta, situándose en ambos caso por encima de los factores previstos para el cierre de 2014. En particular, el GTS estima un factor de carga para 2015 del 31,9% frente al 26,3 previsto para el cierre del ejercicio 2014, mientras que las empresas prevén un factor del 39,7%, muy superior al previsto para el cierre del ejercicio 2014 (31,8%).

En Gráfico 11 se muestra la evolución mensual del factor de carga de los últimos doce meses de la demanda destinada a la generación eléctrica desde enero de 2006 hasta julio de 2014. Se observa que desde noviembre de 2013 se ha producido una recuperación del factor de carga de la demanda destinada a la generación eléctrica, hasta alcanzar 33,2% en julio de 2014.

Gráfico 11. Factor de carga (%) de la demanda destinada a la generación eléctrica.



Fuente: CNMC.

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre el funcionamiento de los ciclos combinados y la información proporcionada por el GTS y las empresas, esta Comisión ha optado por mantener en 2015 el factor de carga previsto para el cierre del ejercicio (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por la CNMC para 2015

	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2013 (SIFCO)	Previsión de cierre 2014	Previsión 2015	2014 s/2013	2015 s/ 2014
<i>P > 60 bar</i>	482.170.241	352.413.341	333.875.574	-26,9%	-5,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	38.179.167	33.000.000	31.205.972	-13,6%	-5,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	1.640.000	1.640.000	1.640.000	0,0%	0,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	-	-	-		
TOTAL	521.989.408	387.053.341	366.721.546	-25,9%	-5,3%

Fuente: CNMC

3.2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro 18 se compara la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre de 2015.

Se observa que el GTS estima que la demanda se incrementará un 2,7% sobre la demanda prevista por el propio GTS para el cierre de 2014, motivado por un incremento de la demanda de los consumidores conectados entre 4-16 bar (4,7%) y entre 16-60 bar (4,1%) y, en menor medida, por un incremento de la demanda de los consumidores conectados a redes de más de 60 bar (1,8%) y de menos de 4 bar (1,2%).

Por otra parte las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional se incrementará en 2015 un 3,6% sobre su escenario previsto para 2014, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores conectados a redes de menos de 4 bar (9,1%), de la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar (3,3%) y, en menor medida, de la demanda de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar (1,4%) y de más de 60 bar (0,4%).

Cuadro 18. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para 2015

GTS	Cierre 2014	Año 2015	Tasa de variación 2015 s/ 2014
<i>P > 60 bar</i>	66.160.162	67.325.234	1,8%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.891.734	35.266.865	4,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.308.422	84.111.322	4,7%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.465.000	67.250.000	1,2%
TOTAL	246.825.317	253.953.421	2,9%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.405.057	10.238.215	-1,6%
TOTAL	257.230.374	264.191.637	2,7%

Empresas	Cierre 2014	Año 2015	Tasa de variación 2015 s/ 2014
<i>P > 60 bar</i>	67.384.047	67.623.444	0,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.522.778	35.003.076	1,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	81.802.922	84.527.072	3,3%
<i>P ≤ 4 bar</i>	66.297.426	72.336.074	9,1%
TOTAL	250.007.173	259.489.666	3,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.172.205	11.172.205	0,0%
TOTAL	261.179.379	270.661.871	3,6%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar

En el Cuadro 19 se compara la previsión de la demanda del grupo 3 (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre de 2015¹⁷.

Cuadro 19. Previsión de la demanda de los consumidores del grupo 3 para 2015. GTS vs Empresas

	SIFCO		Previsión Cierre 2014		Previsión Cierre 2015		Tasas de Variación %/ 2014	
	2012	2013	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas
A) Nº Clientes								
Grupo 3	7.328.061	7.396.750	7.482.446	7.515.903	7.553.175	7.635.203	0,9%	2,0%
3.1	3.777.898	3.891.355	4.126.168	4.144.616	4.163.722	4.208.938	0,9%	2,0%
3.2	3.480.363	3.433.520	3.287.581	3.302.280	3.319.701	3.355.752	1,0%	2,1%
3.3	22.361	24.458	23.298	23.403	23.686	23.944	1,7%	2,8%
3.4	47.185	47.142	45.124	45.327	45.787	46.287	1,5%	2,6%
3.5	255	275	276	277	279	282	1,1%	2,2%
B) Energía (MWh)								
Grupo 3	68.029.324	68.591.440	66.465.000	66.297.426	67.250.000	72.336.074	1,2%	8,8%
3.1	9.525.973	9.778.418	9.118.446	9.094.119	9.157.974	9.848.031	0,4%	8,0%
3.2	31.452.335	31.206.980	29.817.916	29.738.386	31.133.180	33.479.100	4,4%	12,3%
3.3	1.452.905	1.499.622	1.420.749	1.417.126	1.581.630	1.701.473	11,3%	19,8%
3.4	21.111.281	21.490.439	21.720.384	21.671.996	21.035.502	22.638.605	-3,2%	4,2%
3.5	4.486.830	4.615.981	4.387.505	4.375.799	4.341.715	4.668.865	-1,0%	6,4%
C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)								
Grupo 3	9.283	9.273	8.883	8.821	8.904	9.474	0,2%	6,7%
3.1	2.522	2.513	2.210	2.194	2.199	2.340	-0,5%	5,9%
3.2	9.037	9.089	9.070	9.005	9.378	9.977	3,4%	10,0%
3.3	64.974	61.315	60.982	60.554	66.776	71.059	9,5%	16,5%
3.4	447.419	455.868	481.353	478.127	459.421	489.087	-4,6%	1,6%
3.5	17.589.664	16.785.387	15.881.909	15.769.032	15.548.143	16.540.085	-2,1%	4,1%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Según dicha información, el GTS estima que el número de clientes se incrementará en 2015 un 0,9% sobre el su previsión de cierre para 2014, mientras que las empresas distribuidoras estiman que el número de clientes se incrementará un 2%.

Ambos agentes, estiman que el crecimiento del número de clientes se producirá en todos los grupos tarifarios, si bien las mayores tasas de crecimiento se producirán en los peajes 3.3 y 3.4.

¹⁷ Se indica que la información correspondiente a los ejercicios 2012 y 2013, incluye la demanda de Consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año

Respecto a la demanda prevista para 2015, el GTS estima que se incrementará un 1,2%, mientras que las empresas distribuidoras estiman que el incremento será de un 8,8%. En particular, el GTS estima que se incrementará la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 3.3 (11,3%) y 3.2 (4,4%), manteniéndose el consumo de los clientes acogidos al peaje 3.1 (0,4%) y reduciéndose el consumo de los clientes acogidos al peaje 3.4 (-3,2%) y 3.5 (-1,0%).

Por su parte, las empresas distribuidoras estiman que aumentará el consumo de todos los grupos tarifarios, si bien el incremento será más significativo para los consumidores acogidos al peaje 3.2 (12,3%) y 3.3 (19,8%).

Si se comparan los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que el tamaño medio de los consumidores aumenta respecto del previsto para el cierre de 2014. En concreto, el GTS estima que se incrementará el tamaño medio de los consumidores acogidos al peaje 3.3 (+9,5%) y 3.2 (+3,4%) y se reducirá el de los consumidores acogidos al peaje 3.1 (-0,5%), 3.4 (-4,6%) y 3.5 (-2,1%).

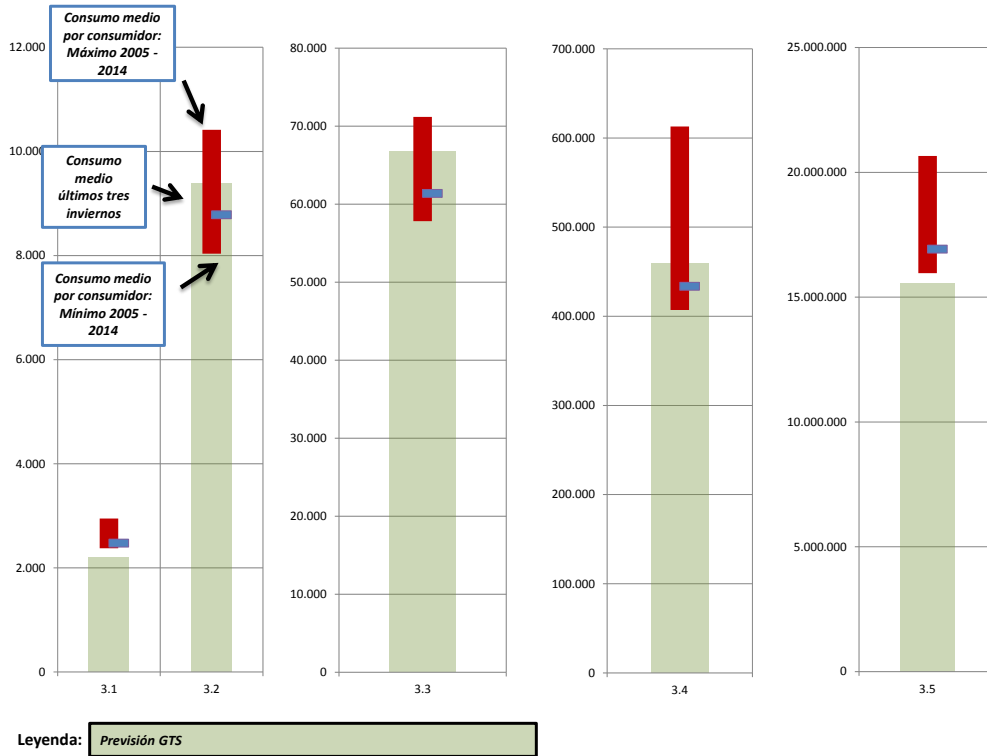
Por su parte, las empresas distribuidoras estiman que se incrementarán los tamaños medios de todos los grupos tarifarios, si bien el aumento será superior para los consumidores acogidos a los peajes 3.2 (+10%) y 3.3 (+16,5%).

En el Gráfico 12 y el Gráfico 13 se compara el consumo medio por peaje del grupo 3 resultante de las previsiones remitidas por el GTS y por las empresas transportistas y distribuidoras, respectivamente, con el consumo mínimo y máximo registrado desde 2005 hasta 2014¹⁸, y con el consumo medio registrado en los últimos tres años (agosto 2011- julio 2014).

Se observa que, los consumos medios previstos para el año 2015 por ambos agentes para el peaje 3.1 y 3.5 (en la previsión GTS), son inferiores a los consumos mínimos registrados entre 2005 y 2014, mientras que los consumos previstos para los peajes 3.2 y 3.3 y para el peaje 3.4 están por encima de la media de los últimos tres inviernos y cercanos al máximo 2005-2014 en el caso del peaje 3.2 (según las empresas distribuidoras) y del peaje 3.3 (según el GTS y empresas distribuidoras).

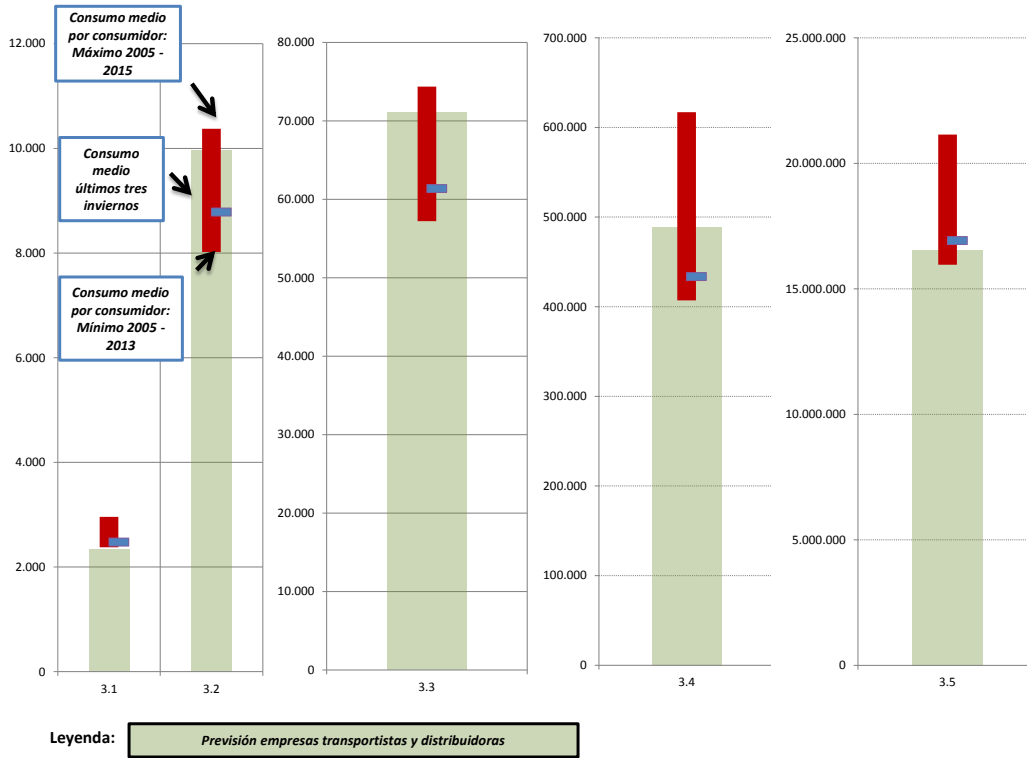
¹⁸ Calculado como el consumo medio registrado desde agosto de un año hasta julio del año siguiente.

Gráfico 12. Consumo medio por cliente. Previsiones de GTS para 2015 vs datos históricos



Fuente: GTS y CNMC.

Gráfico 13. Consumo medio por cliente. Previsiones de las empresas distribuidoras para 2015 vs datos históricos



Fuente: Empresas distribuidoras y CNMC.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión ha optado por elaborar un escenario para el ejercicio 2015 que, por un criterio de prudencia tarifaria, resulta de aplicar las tasas de variación del número de clientes previstas por el GTS a la previsión de cierre de la CNMC para el ejercicio 2014, diferenciando entre clientes suministrados a través de planta satélite y clientes conectados a la red de transporte y distribución. La demanda de gas de dichos consumidores resulta de multiplicar el número de clientes previsto para 2015, por los consumos medios registrados en los últimos tres años, lo que supone un incremento de la demanda del 5,4% sobre la demanda prevista para el cierre de 2014, tal y como se detalla en el Cuadro 20.

Cuadro 20. Demanda de gas natural prevista para el año 2015.

Peaje	Volumen (MWh)	Previsión Cierre 2014		Previsión Año 2015		Tasa de variación Año 2015 s/ Cierre 2014	
		Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
3.1	<5	9.739.888	3.983.821	9.944.579	4.020.070	2,1%	0,9%
3.2	<50	29.416.734	3.426.322	30.380.543	3.459.738	3,3%	1,0%
3.3	<100	1.601.774	27.942	1.743.876	28.414	8,9%	1,7%
3.4	100 < C ≤ 30.000	20.284.932	50.184	22.095.533	50.937	8,9%	1,5%
3.5	>30.000	4.593.824	293	5.014.462	296	9,2%	1,0%
TOTAL		65.637.151	7.488.562	69.178.994	7.559.455	5,4%	0,9%

Fuente: CNMC.

Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro 21 se muestra las previsiones de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año 2015.

Cuadro 21. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar

GTS	Prevision Cierre 2015			Tasa de variación s/ previsión 2014 (GTS)		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	67.325.234	52	256.969.103	1,8%	-11,8%	-2,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.266.865	133	205.588.048	4,1%	-4,0%	1,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	84.111.322	3.336	388.476.086	4,7%	-1,8%	1,5%
TOTAL	186.703.421	3.522	851.033.237	3,5%	-2,1%	0,1%

Empresas	Prevision Cierre 2015			Tasa de variación s/ previsión 2014 (Empresas)		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	67.623.444	53	256.362.523	0,4%	-11,0%	-2,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.003.076	133	125.157.385	1,4%	-4,3%	-1,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	84.527.072	3.351	364.853.778	3,3%	-1,4%	0,8%
TOTAL	187.153.592	3.537	746.373.687	1,9%	-1,7%	-0,6%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

En relación con las previsiones de la demanda de gas natural, el GTS estima que la demanda de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar se incrementará un 3,5%, sobre la prevista por el GTS para el ejercicio 2014, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores conectados a redes de 16-60 bar (4,1%) y de 4-16 bar (4,7%), y en menor medida de un incremento del consumo en el nivel de presión superior a 60 bar.

Por otra parte, las empresas transportistas/distribuidoras estiman que la demanda de este tipo de consumidores se incrementará un 1,9%, sobre las previstas por las empresas para el cierre de 2014, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores conectados a las redes de 4-16 bar (3,3%) y en menor medida de un incremento de la demanda de los consumidores conectados a redes de 16-60 bar (1,4%) y mayor de 60 bar (0,4%).

Cabe destacar que si bien, la tasa de variación previstas por las empresas transportistas/distribuidoras para este colectivo de consumidores es inferior a la prevista por el GTS, la demanda prevista es un 0,2% superior consecuencia de las discrepancias, ya comentadas, en la previsión del cierre de 2014.

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada, se observa que en ambos agentes prevén una reducción de la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes con presión superior a 60 bar (-2,5% el GTS y -2,1% las empresas transportistas y distribuidoras), y un aumento de la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar (1,5% el GTS y 0,8% las empresas distribuidoras y transportistas).

Sin embargo las previsiones relativas a la evolución de la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar son de signo opuesto. Así, el GTS estima que la capacidad contratada de dichos consumidores se incrementará un 1%, mientras que las empresas distribuidoras y transportistas estiman que se reducirá un 1,3%.

Las incertidumbre existentes sobre la previsible evolución de la demanda convencional de gas natural, en especial la de los consumidores con instalaciones de cogeneración, y la evolución de la demanda registrada durante los últimos 12 meses, descritas anteriormente, exige ser especialmente prudente a la hora de confeccionar el escenario de demanda previsto para el 2015.

En consecuencia, el escenario previsto para el año 2015 se ha confeccionado aplicando las tasas de variación previstas por las empresas para cada peaje tanto para el consumo como para la capacidad contratada, a las variables de facturación previstas por esta Comisión para el cierre de 2014.

Demanda convencional prevista para 2015

En el Cuadro 22 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 2015¹⁹ se incrementará un 2,6% sobre el cierre previsto para 2014, tasa similar a la prevista por el GTS (2,7%), e inferior a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras (3,3%).

No obstante, la demanda convencional prevista para el año 2015 por esta Comisión es un 1,6% inferior a la prevista por el GTS para dicho ejercicio (3.957 MWh) e inferior en un 3,7% a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras (9.493 MWh).

¹⁹ Sin incluir el GNL directo a cliente final

Cuadro 22. Escenario de previsión de la demanda convencional previsto para el cierre de 2015⁽¹⁾.

GTS	Previsión Cierre 2015			Tasa de variación s/ 2014 (GTS)		
	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	67.325.234	52	256.969.103	1,8%	-11,8%	-2,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.266.865	133	205.588.048	4,1%	-4,0%	1,0%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	84.111.322	3.336	388.476.086	4,7%	-1,8%	1,5%
<i>P ≤ 4 bar</i>	67.250.000	7.553.175	37.927.518	1,2%	0,9%	8,1%
TOTAL	253.953.421	7.556.697	888.960.755	2,9%	0,9%	0,4%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.238.215			-1,6%		
TOTAL	264.191.637	7.556.697	888.960.755	2,7%	0,9%	0,4%

Empresas	Previsión Cierre 2015			Tasa de variación s/ 2014 (Empresas)		
	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	67.623.444	53	256.362.523	0,4%	-11,0%	-2,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	35.003.076	133	125.157.385	1,4%	-4,3%	-1,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	84.527.072	3.351	364.853.778	3,3%	-1,4%	0,8%
<i>P ≤ 4 bar</i>	72.336.074	7.635.203	33.682.623	9,1%	1,6%	7,5%
TOTAL	259.489.666	7.638.740	780.056.309	3,8%	1,6%	-0,2%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.238.215			-8,4%		
TOTAL	269.727.881	7.638.740	780.056.309	3,3%	1,6%	-0,2%

CNMC	Previsión Cierre 2015			Tasa de variación s/ 2014 (CNMC)		
	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	65.468.326	52	225.649.485	0,3%	-11,8%	-2,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	33.264.062	133	122.520.082	1,3%	-4,0%	-1,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	82.084.923	3.336	356.678.712	3,3%	-1,8%	0,6%
<i>P ≤ 4 bar</i>	69.178.994	7.559.455	25.228.755	5,4%	0,9%	9,2%
TOTAL	249.996.306	7.562.977	730.077.033	2,8%	0,9%	-0,4%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.238.215			-2,1%		
TOTAL	260.234.521	7.562.977	730.077.033	2,6%	0,9%	-0,4%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

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

3.2.3. Previsión demanda interrumpible

Teniendo en cuenta que la puesta en servicio del gasoducto Musel-Llanera está prevista en diciembre de 2014 y la interconexión Llanera-Otero está prevista en junio de 2014, y suponiendo que no se va a ofrecer, en el periodo octubre 2015 y septiembre 2016, interrumpibilidad en ninguna zona adicional, no se ha considerado previsión de demanda interrumpible para 2015.

Se indica que dicha previsión es coherente con el remitido, tanto por el GTS como por las empresas distribuidoras/transportistas.

3.2.4. Demanda nacional

En el Cuadro 23 se muestra la demanda prevista para el año 2015 por esta Comisión resultado de agregar las previsiones de la demanda destinada a la generación eléctrica y convencional descrita anteriormente. Se estima que la demanda de gas natural se incrementará en 2015 un 1,2%, consecuencia de un incremento del 5,4% de la demanda conectada a redes con presión inferior a 4 bar, de un incremento del 3,2% de la demanda conectada a presiones entre 4 y 16 bar, de un mantenimiento de la demanda conectada a redes de entre 16 y 60 bar (0,4%) y de una reducción del 2% de la demanda conectada a redes con presión superior a 60 bar.

Cuadro 23. Escenario de demanda prevista para 2015

	GWh			Tasa de variación (%)	
	Año 2013 (SIFCO)	Previsión 2014	Previsión 2015	2014 s/2013	2015 s/2014
<i>P > 60 bar</i>	118.281.843	112.497.017	110.083.514	-4,9%	-2,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	43.333.800	38.433.925	38.571.754	-11,3%	0,4%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	90.005.666	79.583.571	82.168.443	-11,6%	3,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	68.615.262	65.637.151	69.178.994	-4,3%	5,4%
TOTAL	320.236.571	296.151.664	300.002.706	-7,5%	1,3%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.172.205	10.453.913	10.238.215	-6,4%	-2,1%
TOTAL	331.408.776	306.605.577	310.240.921	-7,5%	1,2%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

3.2.5. Previsión de exportaciones

En el Cuadro 24 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el año 2015 remitidas por el GTS y las empresas transportistas.

Se observa que el GTS estima que las exportaciones se incrementarán un 12,6% sobre su previsión de cierre para el ejercicio 2014, mientras que las

empresas transportistas estiman que las exportaciones se incrementarían un 28,1% sobre su previsión de cierre. Se indica que la demanda de exportaciones previstas por las empresas es un 14,4% superior a la prevista por el GTS.

A la fecha de realización del presente informe están pendiente de celebrar subastas de capacidad en las interconexiones con entrega en 2015²⁰, aspecto que dificulta la realización de la previsión de exportaciones para dicho ejercicio.

En consecuencia, atendiendo a un principio de prudencia tarifaria, se considera como mejor previsión de la demanda de exportaciones la prevista por el GTS para el año 2015.

Cuadro 24. Previsión de exportaciones para el año 2014 remitida por el GTS y las empresas transportistas (MWh)

GTS			Tasa de variación	
	Cierre 2014	Año 2015	Año 2014 s/ 2013	Año 2015 s/ 2014
<i>Francia</i>	594.338	514.162	-88,0%	-13,5%
<i>Portugal</i>	5.575.061	6.430.000	0,1%	15,3%
TOTAL	6.169.399	6.944.162	-41,5%	12,6%

Empresas			Tasa de variación	
	Cierre 2014	Año 2015	Año 2014 s/ 2013	Año 2015 s/ 2014
<i>Francia</i>	378.366	600.000	-92,4%	1,0%
<i>Portugal</i>	3.283.643	7.341.968	-41,1%	31,7%
TOTAL	3.662.009	7.941.968	-65,3%	28,7%

Fuente: GTS, Empresas Distribuidoras y CNMC.

Análogamente a la previsión de cierre de 2014, la capacidad contratada en las exportaciones se corresponde con la información sobre la capacidad contratada en las conexiones internacionales publicada por ENAGÁS en su página web.

²⁰ Véase

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

Esto es, la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación a Francia es de 85,4 GWh/día, lo es un 14% inferior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional prevista para el cierre de 2014. Asimismo, la mejor previsión de la capacidad contratada de exportación Portugal es de 14,3 GWh/día, lo es un 18% inferior a la capacidad contratada en dicha conexión internacional entre prevista para el cierre de 2014.

3.3. Previsión de la reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema para el cierre de 2014 y 2015

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre de 2014 y para 2015 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, considerando las siguientes hipótesis.

- **Almacenamiento Subterráneo**

Se ha considerado como mejor previsión para el cierre del ejercicio 2014 y 2015, las previsiones remitidas por el GTS, lo que supone considerar que la capacidad contratada para el ejercicio 2014 será de 28.136 GWh/día y de 30.165 GWh/día para el ejercicio 2015.

- **Necesidades de regasificación**

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

- La demanda prevista para determinar el escenario de regasificación es el resultado de sumar a la demanda prevista para cada uno de los años incrementada por las mermas correspondientes, el saldo inyección-extracción previsto para cada ejercicio, excluyendo la demanda abastecida por GN, la demanda de los clientes conectados a una planta satélite y la demanda prevista por los consumidores acogidos al peaje temporal de materia prima para el ejercicio 2014, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria primera de la Orden IET/2446/2013²¹.
- Se ha considerado como mejor previsión de las entradas por GN el valor previsto por el GTS para el cierre de 2014 (205.816 GWh) y para 2015 (204.980 GWh).

²¹ La Disposición transitoria primera de la Orden IET/2446/2013 establece que el peaje temporal de materia prima incluye el término de reserva de capacidad, el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación, por lo que con objeto de no considerar dos veces la demanda de los consumidores acogidos a dicho peaje temporal no se ha considerado dicha demanda a la hora de estimar las necesidades de regasificación.

- Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se distribuyen dichas cantidades por planta de regasificación en función de la información aportada por el GTS, las empresas propietarias de las plantas de regasificación y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.
- El caudal contratado de regasificación para cada una de las plantas de sistema se calcula aplicando el factor de carga registrado en cada planta en el periodo comprendido entre agosto 2013 y julio 2014 (60,35%, en términos medios), inferior al previsto por el GTS (100%) y por las empresas propietarias (75% para el ejercicio 2014 y 81% para 2015).

- Carga en cisternas

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

- Trasvase de planta a buque

Para el cierre del ejercicio 2014, el GTS estima que se realizarán 80 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 68.216 GWh, un 114% superior al registrado el 2013. Las empresas propietarias de plantas de regasificación estiman que se realizarán 74 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 69.053 GWh, cifra que supera en un 1,2% a la prevista por el GTS.

Para el ejercicio 2015, el GTS prevé que se realizan 68 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 65.064 GWh, lo que supone una reducción del 4,6% sobre el cierre previsto del 2014. Por su parte, las empresas propietarias de las plantas de regasificación estima en 74 el número de operaciones con un volumen descargado de 66.388 GWh.

Se indica que, según la información de la base de datos de liquidaciones, en el periodo comprendido junio de 2013 y julio de 2014 se realizaron 51 operaciones de trasvase de planta a buque, con un volumen de 51.686 GWh, un 97,9% y un 147,9% superiores a las registradas en los doce meses anteriores (junio de 2012 y julio de 2013), respectivamente. Según la información publicada por el GTS, la media móvil de 12 meses a octubre de 2014 del volumen de gas trasvasado de planta a buque es del 100%.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha considerado como escenario más probable el previsto por el GTS para el cierre de 2014 y 2015

- Descarga de buques

El volumen que se descarga en cada una de las plantas se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación y la previsión de trasvase de GNL a buque.

El nº de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los buques por planta de regasificación registrado entre agosto de 2013 y julio de 2014 (112.869 GWh).

- Almacenamiento de GNL

El volumen de almacenamiento de GNL para el cierre de 2014 y 2015 se ha estimado en función del nº de días de almacenamiento sobre la capacidad contratada de regasificación.

El GTS estima que en 2014 el volumen almacenado será de 8.890 GWh/día (24,8 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 11.989 GWh/día (43 veces la capacidad contratada de regasificación).

Para el ejercicio 2015, el GTS estima que el volumen almacenado será de 9.298 GWh/día (24,4 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 14.076 GWh/día (43 veces la capacidad contratada de regasificación).

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista, el volumen de gas almacenado en el periodo comprendido entre agosto 2013 y julio de 2014 es de 7.723 GWh/día (16,30 veces la capacidad contratada de regasificación), un 26,6% superior al registrado 12 meses antes, si bien el número de días de capacidad almacenada se ha incrementado un 71% en dicho periodo, consecuencia de la reducción de la capacidad contratada de regasificación.

Teniendo en cuenta lo anterior, y atendiendo a la evolución del número de días de almacenamiento en planta, se ha considerado como mejor estimación para 2014 de 6.806 GWh/día y para 2015 de 7.989 GWh/día (16,3 veces la capacidad contratada de regasificación).

En el Cuadro 25 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para el cierre de 2014 y 2015.

Cuadro 25. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para el cierre de 2014 y 2015

	Año 2014		Año 2015			
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados		
Regasificación	417.629	91.998	489.563	107.844		
Barcelona	113.514	27.843	133.067	32.639		
Huelva	76.768	15.365	89.991	18.011		
Cartagena	36.980	9.617	43.350	11.273		
Sagunto	74.839	11.752	87.730	13.776		
Mugardos	34.791	8.503	40.784	9.968		
Bilbao	80.735	18.919	94.641	22.177		
	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques		
Descarga de buques	224	171.676	242	184.632		
Barcelona	54	37.609	63	43.742		
Huelva	49	37.060	47	35.727		
Cartagena	30	26.572	24	21.264		
Sagunto	45	30.790	56	38.095		
Mugardos	24	19.748	21	17.173		
Bilbao	21	19.898	31	28.632		
	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques		
Trasvase de GNL a buque (Volúmenes superiores a 9.000 m3 de GNL)	80	68.215	68	65.064		
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas		
Carga en cisternas	47.609	11.184	46.944	11.046		
	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		
Almacenamiento de GNL	16,30	6.805.933	16,30	7.978.206		
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
Almacenamiento de GN	28.136	6.204	6.608	30.165	8.793	6.408

Fuente: GTS, empresas y CNMC.

En relación con la capacidad contratada por punto de entrada al sistema para el cierre de 2014 y 2015, se señala que para las plantas de regasificación se ha considerado la previsión de capacidad y volumen a regasificar en cada punto de entrada.

Para las entradas a través de una conexión internacional se ha considerado, tanto el volumen como la capacidad prevista por el GTS para 2014 y 2015, una vez contrastadas las previsiones aportadas con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (véase Cuadro 26).

Cuadro 26. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema prevista para el cierre de 2014 y 2015

Punto de Entrada	2014			2015		
	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga
	MWh	Qd (MWh/día)	%	MWh	Qd (MWh/día)	%
TOTAL	297.813.782	1.103.533	74%	312.823.871	1.128.537	76%
Conexión Internacional	205.756.799	685.718	82%	204.912.162	638.744	88%
Tarifa GME	85.573.373	274.703	85%	86.335.000	254.301	93%
MEDGAZ	71.551.187	242.540	81%	69.879.000	226.296	85%
VIP Pirineos	48.632.240	168.475	79%	48.698.162	158.146	84%
VIP Ibérico	0	0		0	0	
Desde planta de regasificación	91.997.751	417.629	60%	107.843.699	489.563	60%
Barcelona	27.843.134	113.514	67%	32.638.912	133.067	67%
Cartagena	9.616.630	36.980	71%	11.273.025	43.350	71%
Huelva	15.364.552	76.768	55%	18.010.985	89.991	55%
Bilbao	18.918.514	80.735	64%	22.177.091	94.641	
Sagunto	11.751.831	74.839	43%	13.775.998	87.730	43%
Mugardos	8.503.091	34.791	67%	9.967.687	40.784	67%
Otros	59.231	185	88%	68.010	230	81%
Valdemingómez	59.231	185	88%	68.010	230	81%

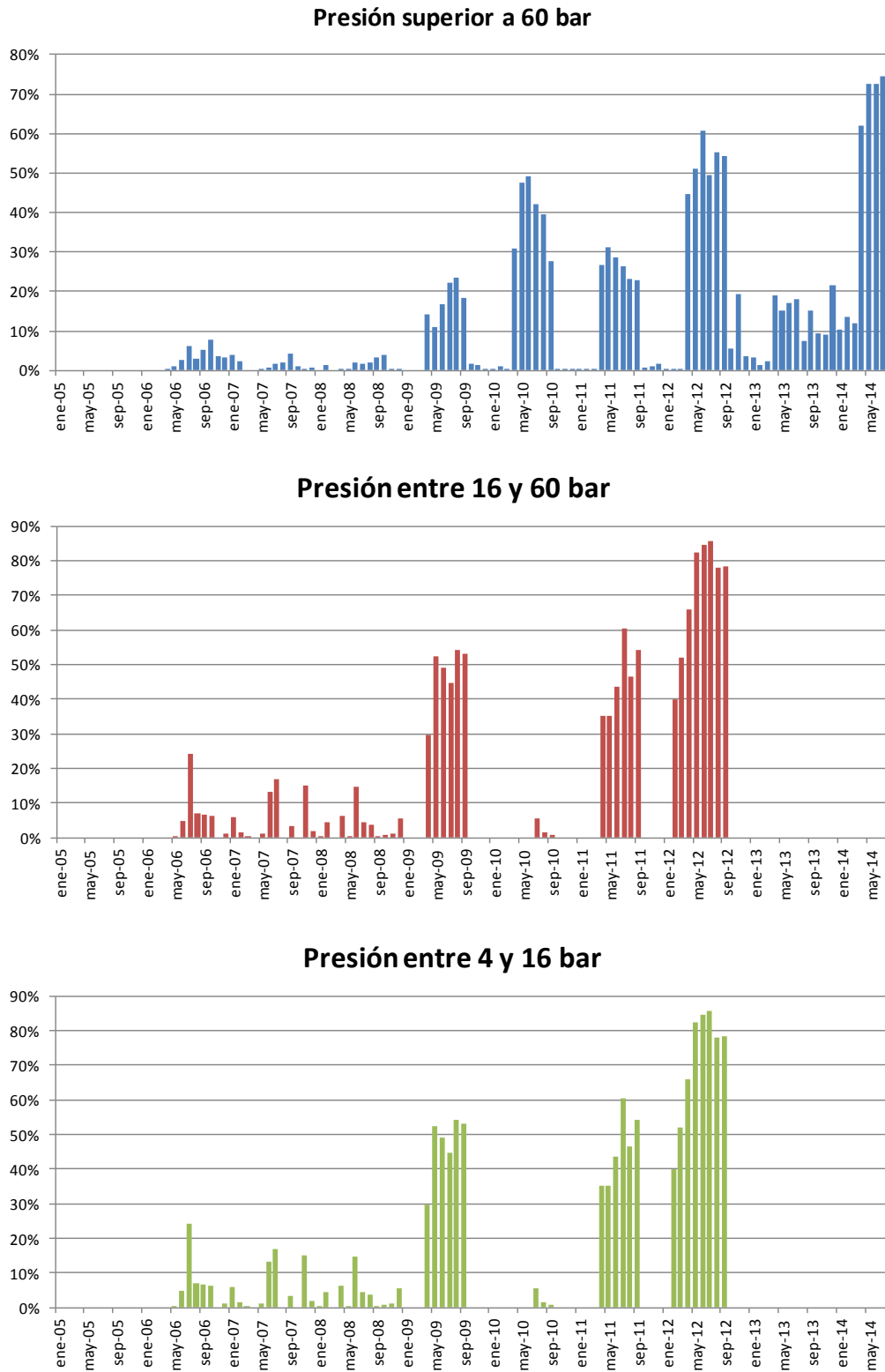
Fuente: GTS, empresas y CNMC.

3.4. Previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre de 2014 y 2015

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

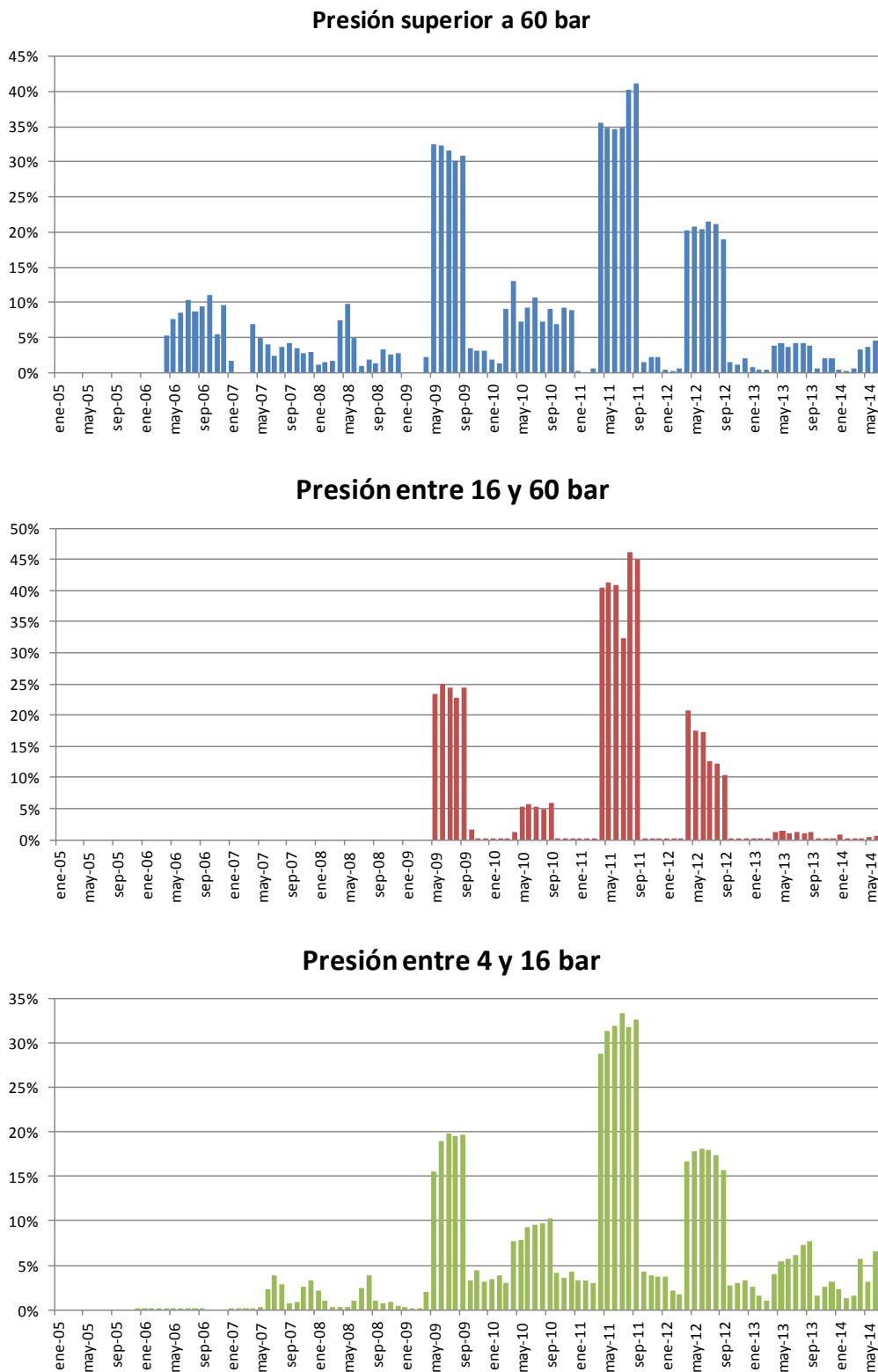
Del análisis de los gráficos, cabe señalar el aumento del porcentaje de contratos de corto plazo en la demanda destinada a la generación eléctrica. En particular, se observa que desde octubre de 2013 se ha producido un aumento sustancial del porcentaje de contratos de corto plazo en el nivel de presión superior a 60 bar. Ello podría ser debido a un cambio en la estrategia de contratación de algunos grupos propietarios de plantas de generación que han pasado de formalizar contratos de largo plazo a contratos de corto plazo. En este sentido, se indica que desde mayo de 2014, el porcentaje que suponen los contratos de corto plazo para la demanda destinada a generación eléctrica conectadas a nivel de presión superior a 60 bar supera el 70%.

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



Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

En consecuencia, se hace necesario desagregar la previsión de demanda para el cierre de 2014 y 2015 entre demanda de largo plazo y demanda de corto

plazo, con objeto de ajustar la estimación de los ingresos previstos para dicho ejercicio.

No obstante lo anterior, se señala la dificultad de realizar una previsión sobre la demanda de los contratos de corto plazo, tanto por las propias características de dichos contratos como por la evolución registrada durante los últimos 12 meses.

En el Cuadro 27 se muestra la previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre del ejercicio 2014 y 2015. Esta previsión resulta de aplicar los porcentajes de demanda y capacidad contratada de corto plazo para cada peaje previstos por las empresas distribuidoras y transportistas²² para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 a los escenarios de demanda previstos por esta Comisión, una vez se han contrastado dichos porcentajes con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Se observa que el porcentaje de contratos a corto plazo previsto por las empresas distribuidoras y transportistas en el grupo 1 se sitúa en el 23,8% para el cierre de 2014, y en el 23,5% para 2015, superior al registrado durante los últimos meses (2,5%) y ligeramente inferior al promedio registrado entre abril y julio de 2014 (28,8%).

Asimismo, el porcentaje de demanda abastecida mediante contratos de corto plazo entre 16 y 60 bar se sitúa en el 0,4% tanto para el ejercicio 2014 y 2015, similar al registrado entre agosto de 2013 y julio de 2014 (0,4%) e inferior al registrado en 2013 (0,7%).

Por otra parte, el porcentaje de demanda abastecida mediante contratos de corto plazo entre 4 y 16 bar se sitúa en el 4,6% tanto para el ejercicio 2014 y 2015, superior al registrado entre agosto de 2013 y julio de 2014 (4,1%) y en 2013 (4%).

²² Al GTS no se le solicita información sobre contratos de corto plazo.

Cuadro 27. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión 2014 (GWh)

	Año 2014			Año 2015		
	TOTAL	Corto Plazo	%	TOTAL	Corto Plazo	%
Grupo 1	112.497.017	26.814.229	23,8%	110.228.891	25.851.204	23,5%
Grupo 2	117.966.155	3.790.624	3,2%	120.740.197	3.867.154	3,2%
16<P<60 bares	38.433.925	143.955	0,4%	38.571.754	147.312	0,4%
4<P<16 bares	79.532.229	3.646.669	4,6%	82.168.443	3.719.842	4,5%
Grupo 3	65.637.151	69.834	0,1%	69.178.994	79.283	0,1%
Grupo 4 (Interrumpible)	51.341	0		0	0	
Total T&D	296.151.664	30.674.687	10,4%	300.148.082	29.797.641	9,9%
Reserva de Capacidad	297.813.782	9.874.111	3,3%	312.969.247	18.311.764	5,9%
Regasificación	91.997.751	10.895.577	11,8%	107.989.076	8.085.143	7,5%
Carga en Cisternas	11.184.081	392.386	3,5%	11.046.153	266.702	2,4%

Fuente: Empresas y CNMC.

4. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2014 y 2015

En este epígrafe se recoge la previsión de ingresos regulados para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2446/2013²³. Adicionalmente, habiéndose considerado adicionalmente las siguientes hipótesis:

- Plantas Satélite: se han aplicado las condiciones de facturación establecidas en la disposición transitoria de la Orden IET/2446/2013.
- 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 agosto de 2013 y julio de 2014, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Se indica que la utilización promedio de las plantas en el periodo comprendido entre agosto de 2013 y julio de 2014 fue del 88,8%.

²³ 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

Cuadro 28. Utilización de la capacidad contratada de regasificación entre agosto 2013 y julio 2014

	% utilización capacidad contratada
Peaje de Regasificación	88,8%
Barcelona	89,4%
Huelva	87,1%
Cartagena	93,7%
Sagunto	88,9%
Mugaridos	87,3%
Bilbao	88,1%

Fuente: CNMC

- Reserva de capacidad: se ha supuesto en cada uno de los puntos de entrada el factor de utilización registrado entre agosto de 2013 y julio de 2014, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Se indica que la utilización media registrada en el periodo comprendido entre agosto de 2013 y julio de 2014 fue del 88,3%.

Cuadro 29. Utilización de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte entre agosto 2013 y julio 2014

Punto de entrada	% utilización de la capacidad contratada
Entrada por conexión internacional	87,9%
Tarifa GME	93,0%
MEDGAZ	84,6%
VIP Pirineos	84,4%
VIP Ibérico	
Entrada por planta de regasificación	88,8%
Barcelona	89,4%
Huelva	93,7%
Cartagena	87,1%
Sagunto	88,1%
Mugaridos	88,9%
Bilbao	87,3%
Otros	81,0%
Valdemingómez	81,0%
Total	88,3%

Fuente: CNMC

- Capacidad facturada por grupo tarifario: se ha supuesto para cada grupo tarifario el mismo factor de utilización que el registrado entre agosto de 2013

y julio de 2014, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (véase Cuadro 30).

Cuadro 30. Factor de utilización del caudal contratado considerado en el escenario de facturación

		Demanda destinada a Generación Eléctrica	Demanda Convencional
Grupo 1		92,4%	93,4%
Grupo 2	16 bar < P ≤ 60 bar	94,0%	96,6%
	4 bar < P ≤ 16 bar	94,0%	97,6%
Grupo 4 (Interrumpible)	Grupo A	85,0%	97,7%
	Grupo B	85,0%	97,7%

- Demanda de corto plazo: en la estimación de los ingresos previstos para el cierre de 2014 y 2015 se ha tenido en cuenta el impacto de los contratos de corto plazo.
- Peajes internacionales: de acuerdo con la información aportada por las empresas transportistas y por el GTS, la capacidad con destino a Francia se ha considerado en contraflujo, por lo que le resulta de aplicación las condiciones de establecidas en la Resolución de 30 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Resolución de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

4.1.1. Previsión ingresos para el cierre 2014

En el Cuadro 31 se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2014 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2446/2013. Cabe señalar que los ingresos netos por venta de condensados (1.016,3 miles de €) y desbalances (20.328,7 miles €) se corresponde con la previsión remitida por las empresas a efectos del cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/2692/2002.

Cuadro 31. Ingresos previstos para 2014 resultado de facturar las variables de facturación previstas para 2014 a los precios de la Orden IET/2446/2013.

	Ingresos previstos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes al escenario de demanda previsto CNMC (miles €)
Actividad de Regasificación (A)	337.702
<i>Peaje de descarga de buques</i>	15.139
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	17.045
<i>Peaje de regasificación</i>	104.264
<i>Almacenamiento GNL</i>	80.487
<i>Trasvase de GNL a buque</i>	120.768
Almacenamiento Subterráneo (B)	141.148
Transporte y Distribución (C)	2.416.387
<i>Reserva de Capacidad</i>	124.081
<i>Término de conducción</i>	2.276.101
<i>Peajes de exportaciones</i>	16.205
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	2.895.237
Otros Ingresos regulados (E)	21.344
<i>Ingreso neto por venta de condesados</i>	1.016
<i>Ingresos por desbalances</i>	20.328
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	2.916.581

Fuente: CNMC

En el Cuadro 32 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2014 según la Orden IET/2446/2014²⁴ y los previstos por la CNMC.

²⁴ Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 según la Orden IET/2446/2014 se han obtenido como resultado de aplicar a los ingresos previstos para 2014 según la información que acompañó a la propuesta de Orden las tasas de variación por peaje de acceso de la Orden IET/2446/2013 respecto de la propuesta de Orden.

Cuadro 32. Ingresos totales previstos en la Orden IET/2446/2013 para 2014 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2014

Ingresos regulados	Previsión 2014 Orden IET/2446/2013 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2014 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Actividad de Regasificación (A)	322.386	337.702	15.316	4,8%
Peaje de descarga de buques	18.857	15.139	- 3.718	-19,7%
Peaje de carga en sistemas	14.273	17.045	2.772	19,4%
Peaje de regasificación	123.947	104.264	- 19.683	-15,9%
Almacenamiento GNL	91.138	80.487	- 10.651	-11,7%
Trasvase de GNL a buque	74.172	120.768	46.596	62,8%
Almacenamiento Subterráneo (B)	134.910	141.148	6.238	4,6%
Transporte y Distribución (C)	2.577.163	2.416.387	- 160.777	-6,2%
Reserva de Capacidad	144.638	124.081	- 20.557	-14,2%
Término de conducción	2.414.623	2.276.101	- 138.522	-5,7%
Peajes de exportaciones	17.902	16.205	- 1.698	-9,5%
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	3.034.460	2.895.237	- 139.223	-4,6%
Otros Ingresos regulados (E)	13.220	21.344	8.124	61,5%
Suministros directos GNL	12.220	- 12.220	-100,0%	
Ingreso neto por venta de condensados	1.000	1.016	16	1,6%
Ingresos por desbalances	-	20.328	20.328	
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	3.047.680	2.916.581	- 131.099	-4,3%

Fuente: CNMC, Orden IET/1491/2013 y Orden IET/2446/2013

Se observa que los ingresos de peajes y cánones de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2014 resultan 139,2 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2446/2014, motivado, fundamentalmente, por la contracción de la demanda y el ajuste de la capacidad contratada tanto en los puntos de entrada a la red de transporte, como en los puntos de salida de la red de transporte y distribución.

4.1.2. Previsión de ingresos para 2015

Análogamente, en el Cuadro 33 se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2015 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2446/2013, con la excepción del peaje de materia prima, cuya extinción está prevista para el 31 de diciembre de 2014. A los consumidores acogidos a este peaje se les ha facturado al peaje 1.1.

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 2014. No se han considerado ingresos por penalizaciones por desbalances de GNL en planta, AOC y EO, ni ingresos y costes derivados de la subasta de almacenamiento subterráneo debido a que en el momento de

elaboración del presente informe su importe es desconocido o de difícil previsión.

Los ingresos previstos de actividades reguladas para 2015 se estiman en 2.987,5 M€, cifra que supera en 70,9 M€ (2,4%) a la prevista para el cierre del ejercicio 2014, sin tener en cuenta los ingresos por desbalances.

Cuadro 33. Ingresos previstos para 2015 resultado de facturar las variables de facturación previstas para 2015 a los precios de la Orden IET/2446/2013.

Ingresos regulados	Previsión de cierre 2014 (miles €) [1]	Previsión 2015 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Actividad de Regasificación (A)	337.702	360.282	22.579	6,7%
Peaje de descarga de buques	15.139	15.970	831	5,5%
Peaje de carga en sistemas	17.045	16.715	- 330	-1,9%
Peaje de regasificación	104.264	119.526	15.262	14,6%
Almacenamiento GNL	80.487	94.350	13.863	17,2%
Trasvase de GNL a buque	120.768	113.720	- 7.047	-5,8%
Almacenamiento Subterráneo (B)	141.148	151.760	10.612	7,5%
Transporte y Distribución (C)	2.416.387	2.474.436	58.049	2,4%
Reserva de Capacidad	124.081	133.740	9.659	7,8%
Término de conducción	2.276.101	2.325.981	49.880	2,2%
Peajes de exportaciones	16.205	14.715	- 1.490	-9,2%
Ingresos de peajes y cánones (D) = (A) + (B) + (C)	2.895.237	2.986.477	91.241	3,2%
Otros Ingresos regulados (E)	21.344	1.016	- 20.328	-95,2%
Venta de Condesados	1.016	1.016	-	0,0%
Ingresos por desbalances	20.328	-	- 20.328	-100,0%
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	2.916.581	2.987.494	70.912	2,4%

Fuente: CNMC

4.1.3. Análisis de sensibilidad de los ingresos ante variaciones de la demanda prevista para 2015

Teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural, se ha analizado la sensibilidad del escenario de ingresos ante distintos escenarios de demanda eléctrica. En particular:

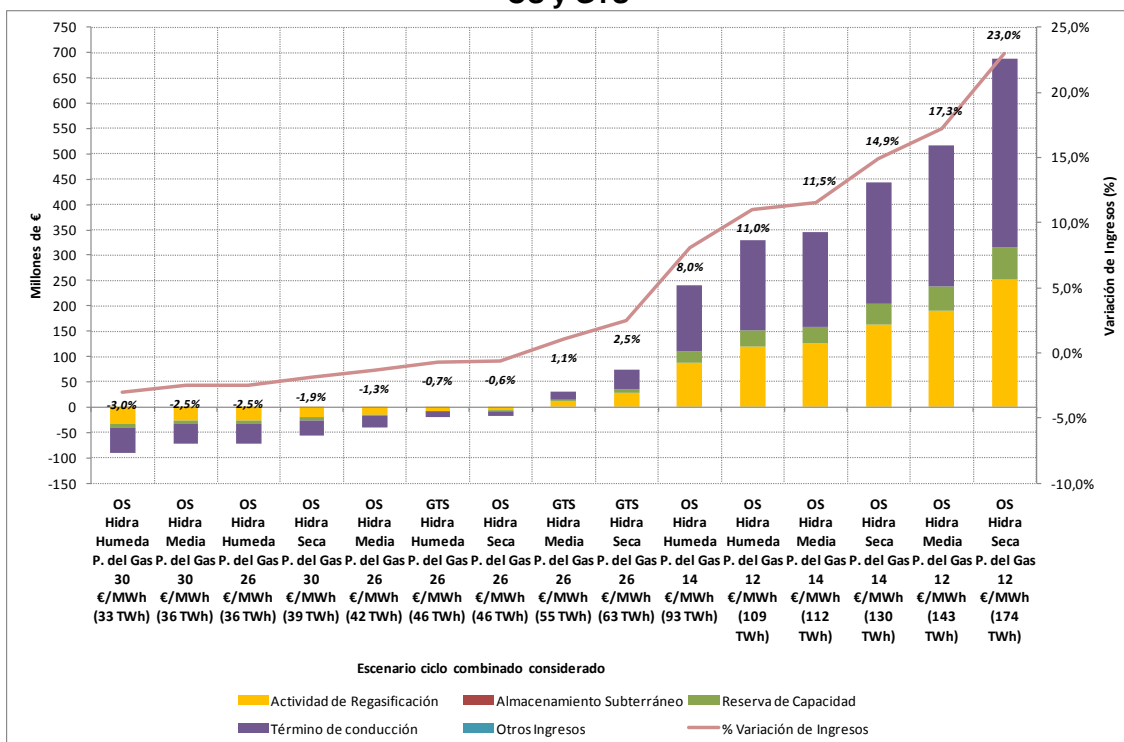
- Si se considerara la demanda de ciclos combinados del escenario central previsto por el GTS (55 TWh), manteniendo el resto de hipótesis consideradas, los ingresos previstos para 2015 serían de 3.022,1 M€, cifra superior en 31,4 M€ superior al considerado por esta Comisión.
- Si se considerara como demanda de ciclos combinados el escenario central previsto por el OS (43,1 TWh), manteniendo el resto de hipótesis

consideradas, los ingresos previstos para 2014 serían de 2.950,3 M€, (40,3 M€ inferior al considerado por esta Comisión).

- Adicionalmente, en el Gráfico 16 se presenta el impacto sobre los ingresos del sistema de considerar cada uno de los escenarios de previsión de la demanda de los ciclos combinados remitidos por los distintos agentes, manteniendo el resto de hipótesis consideradas.

En el escenario más desfavorable de consumo de ciclos combinados (33 TWh, escenario inferior del OS) los ingresos del sistema se reducirían en 90 M€, mientras que en el caso más favorable de consumo de ciclos combinados (174 TWh, escenario superior previsto por el OS) los ingresos del sistema aumentarían en 687 M€.

Gráfico 16. Impacto sobre el escenario de ingresos previsto para 2014 de considerar los distintos escenarios de previsión de la demanda de ciclos combinados facilitados por el OS y GTS



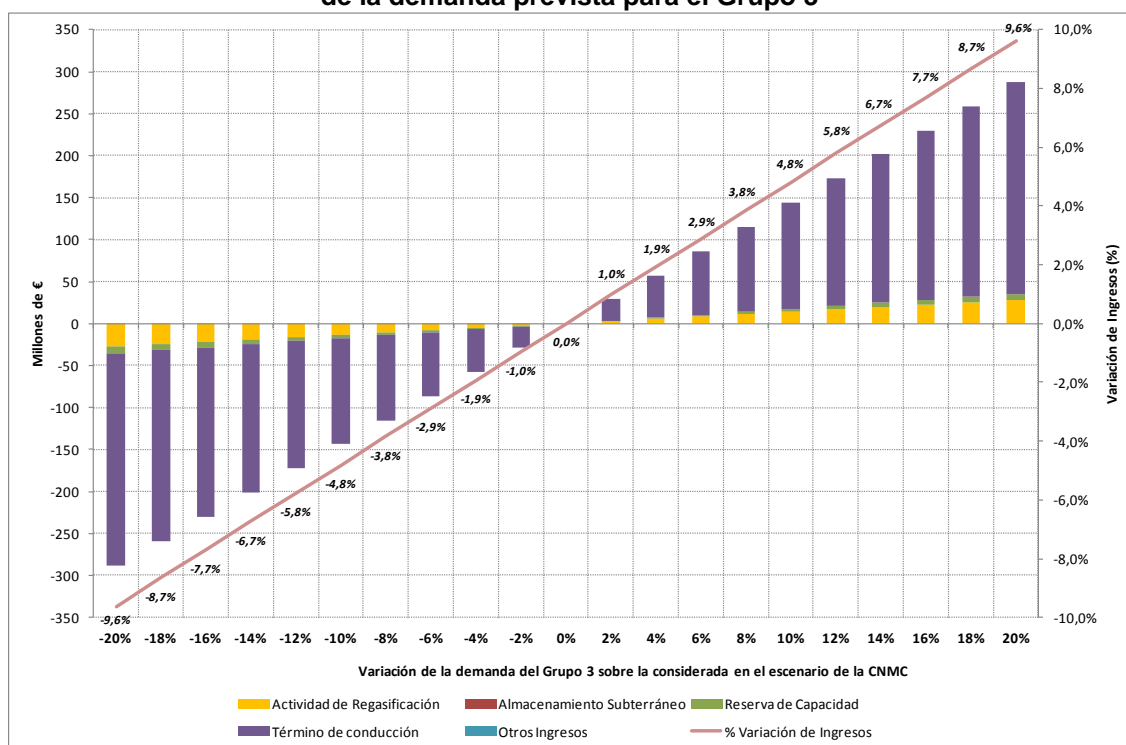
Fuente: OS, GTS, Empresas y CNMC

Finalmente, en el Gráfico 17 se presenta la sensibilidad del escenario de ingresos previsto por la CNMC ante variaciones de la demanda del Grupo 3, considerando, en todos los casos, las hipótesis descritas anteriormente. Al respecto se indica que la variación de la demanda del Grupo 3 supone una modificación de las necesidades de regasificación y, en consecuencia, una modificación de los ingresos por descarga y regasificación, así como una modificación de la capacidad de entrada al sistema y de los ingresos por reserva de capacidad asociados.

Se observa que, un desvío en la previsión del 10% de la demanda del Grupo 3 supone una variación de los ingresos previstos para 2015 del 4,8%, a los precios establecidos en la Orden IET/2446/2013. Es decir, si la demanda real del Grupo 3 para el ejercicio 2014 fuera un 10% inferior a la demanda considerada en el presente informe, los ingresos serían 144 M€ inferiores a los previstos.

En consecuencia, se considera importante destacar el gran impacto que tiene la demanda del Grupo 3 en la determinación de los ingresos previstos, por lo que es especialmente importante ajustar las previsiones de demanda de este tipo de consumidores.

Gráfico 17. Impacto sobre el escenario de ingresos previsto para 2014 de una variación de la demanda prevista para el Grupo 3



Fuente: CNMC

5. Previsión de costes para el cierre del ejercicio 2014 y 2015

En el presente epígrafe se detalla la previsión de costes para el cierre del ejercicio 2014 y se resumen la previsión de costes del ejercicio 2015, cuyas hipótesis de cálculo se recogen en el “Informe sobre la retribución para 2015 de las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo básico, distribución y GTS del gas natural”, elaborado en cumplimiento del mandato establecido en el apartado 2 de los artículo 63 y 64 de la Ley 18/2014.

5.1.1. Previsión de costes para el cierre 2014

En el Cuadro 34 se comparan los costes regulados previstos para 2014, según la Orden IET/2446/2013 y la información de acompañó a la propuesta de Orden y la previsión de cierre del ejercicio, elaborada teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC y las siguientes hipótesis.

- La estimación de la retribución de las distintas actividades tiene en cuenta las retribuciones establecidas en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, y las retribuciones establecidas en las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas publicadas hasta la aprobación de la última liquidación provisional 9/2014.
- No se ha tenido en cuenta el impacto de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, ya que está pendiente de publicación la Orden Ministerial que desarrolla la citada Ley 18/2014.
- La retribución variable de regasificación resulta de aplicar los valores establecidos en la Orden IET/2446/2013 a los volúmenes de regasificación, carga en cisternas, trasvase de GNL a buque y de buque a buque previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio.
- El coste del gas de operación por actividad resulta de asignar el coste previsto por las empresas para el cierre del ejercicio 2014 proporcionalmente a la retribución prevista para 2014, según la información que acompañó a la propuesta de Orden.
- Se ha añadido a la retribución del GTS 593,9 miles de € en concepto de auditorías de almacenamientos subterráneos, conforme establece al disposición final segunda de la Orden IET/2446/2013.
- El coste asociado a la tasa sobre hidrocarburos gaseosos es el resultado de aplicar la tasa (0,140%) a la previsión de ingresos de acceso para el cierre del ejercicio 2014 de la CNMC (2.895 M€,3).

Según dichas hipótesis, los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2014 son 348,1 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2446/2013 (3.410,2 M€), debido a que no han sido publicadas las resoluciones por las que se incluye en el régimen retributivo las instalaciones pendientes previstas en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden. No obstante lo anterior, los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio 2014 resultan 2,4 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2446/2013, motivado, fundamentalmente, por la incorporación del desajuste registrado en la liquidación 14/2013.

Cuadro 34. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2014 y los costes previstos en la Orden IET/2446/2013

Costes regulados	Previsión 2014 Orden IET/2446/2013 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2014 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución de regasificación	585.472	525.935	- 59.537	-10,2%
Retribución fija	421.895	421.895	-	0,0%
Retribución pendiente	116.900	62.382	- 54.518	-46,6%
Retribución variable	34.893	30.307	- 4.586	-13,1%
Gas de operación	11.784	11.351	- 433	-3,7%
Retribución de AA.SS	224.647	74.046	- 150.602	-67,0%
Retribución fija	45.347	41.969	- 3.377	-7,4%
Retribución pendiente	146.000	-	- 146.000	-100,0%
Gas de operación	33.301	32.076	- 1.224	-3,7%
Retribución de transporte	1.074.721	940.651	- 134.070	-12,5%
Retribución fija	913.279	913.279	-	0,0%
Retribución pendiente	135.000	1.902	- 133.098	-98,6%
Gas de operación	26.443	25.471	- 972	-3,7%
Retribución de distribución	1.509.558	1.505.277	- 4.280	-0,3%
Retribución Distribución	1.502.239	1.502.236	- 3	0,0%
Retribución Específica Distribución	7.319	3.041	- 4.277	-58,4%
GTS	11.561	12.155	594	5,1%
Tasa CNMC y MINETUR	4.172	4.055	- 117	-2,8%
Suministro a Tarifas	100	44	- 56	-55,7%
Coste subastas gas de operación y NMLL		135		
Total costes acceso (A)	3.410.231	3.062.163	- 348.068	-10,2%
Otros ingresos (-) o costes regulados (+) (B)	-	345.712	345.712	
Desvíos de ejercicios anteriores	-	-	- 1.142	
Impacto Liquidación definitiva 2011		- 1.142	- 1.142	
Resultado Liquidación 14/2013		325.138		
Costes desbalances inyección AASS	-	17.919	17.919	
Coste asociado a gas colchón	-	2.584	2.584	
Coste tasas e impuestos no deducibles	-	1.213	1.213	
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	3.410.231	3.407.875	- 2.357	-0,1%

Fuentes: CNMC, empresas, Orden IET/2446/2013 y memoria que acompañó a la propuesta de Orden

En el Cuadro 35 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio 2014. Según dicho escenario de previsión en 2014 se produciría un desajuste negativo estimado en 491,3 M€.

Cuadro 35. Previsión del desvío de ingresos y costes para el cierre de 2014 de la Orden IET/2446/2014 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema	Previsión 2014 Orden IET/2446/2013 (miles €) [1]	Previsión CNMC cierre 2014 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	3.047.680	2.916.581	- 131.099	-4,3%
<i>Ingresos por peajes y cánones</i>	<i>3.034.460</i>	<i>2.895.237</i>	<i>- 139.223</i>	<i>-4,6%</i>
<i>Otros ingresos regulados</i>	<i>13.220</i>	<i>21.344</i>	<i>8.124</i>	<i>61,5%</i>
Costes regulados (B)	3.410.231	3.407.875	- 2.357	-0,1%
<i>Costes de acceso</i>	<i>3.410.231</i>	<i>3.062.163</i>	<i>- 348.068</i>	<i>-10,2%</i>
<i>Otros costes regulados</i>	<i>-</i>	<i>345.712</i>	<i>345.712</i>	
Desajuste de actividades reguladas (A) - (B)	- 362.552	- 491.293	- 128.742	35,5%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2446/2013 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

No obstante lo anterior, se indica que esta previsión de cierre no ha tenido en cuenta la minoración de la retribución del año 2014 por la publicación de la Ley 18/2014, señalar que su impacto sería de 59,4 millones de €, de utilizarse la cantidades recogidas en la Propuesta de Orden que desarrolla la citada Ley y sobre la que esta Comisión evacuó informe el 9 de octubre.

Finalmente, respecto de los importes pendientes de incluir en el régimen retributivo se advierte de que ha observado un incremento sustancial en las entradas de propuestas de inclusión de instalaciones en el régimen retributivo, a efectos de que esta CNMC remita el correspondiente informe. En caso de la retribución pendiente se incluyera en el régimen retributivo antes de la liquidación 14/2014, el desajuste del sistema podría aumentar en aproximadamente 700 M€²⁵.

5.1.2. Previsión de costes para 2015

En el Cuadro 36 se comparan los costes de acceso previstos para el cierre de 2014 y 2015. Los costes del ejercicio 2015 y sus hipótesis de cálculo se recogen en el “Informe sobre la retribución para 2015 de las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo básico, distribución y GTS del gas natural”. Se indica que no se incluye en la comparación el coste liquidable por la venta de condensados, ya que en el escenario de ingresos se considera el ingreso neto, y que se ha modificado respecto de los costes contenidos en el citado informe el coste variable de regasificación y la tasa de hidrocarburos gaseosos (obtenido como resultado de

²⁵ Véanse las cantidades recogidas en el apartado 2 de los Anexos III, IV y V, bajo el epígrafe cantidades a computar a efectos del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, del “Informe sobre la retribución para 2015 de las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo básico, distribución y GTS del gas natural”.

aplicar la tasa establecida en la ley a los ingresos previstos para el ejercicio 2015), a efectos de coherencia con el escenario de demanda e ingresos del presente informe.

Los costes regulados previstos para 2015 ascienden a 2.872,8 M€, un 15,7% inferiores (535 M€) a los previstos para el cierre del ejercicio 2014. Esta reducción de los costes de regulados, se explica por el cambio del sistema retributivo de las actividades reguladas y por el mecanismo de financiación del déficit registrado en la Liquidación definitiva del 2014 establecido en la Ley 18/2014.

Cuadro 36. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2014 y 2015

Coste de acceso 2015	Previsión CNMC cierre 2014 (miles €) [1]	Previsión CNMC 2015 (miles €) [2]	Diferencia (miles €) [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución de regasificación	525.935	492.413	- 33.521	-6,4%
Retribución fija	421.895	401.228	- 20.668	-4,9%
Retribución pendiente	62.382	25.776	- 36.606	-58,7%
Retribución variable	30.307	33.151	2.844	9,4%
Gas de operación	11.351	32.259	20.908	184,2%
Retribución de AA.SS	74.046	104.280	30.235	40,8%
Retribución fija	41.969	27.593	- 14.377	-34,3%
Retribución pendiente	-	66.632	66.632	
Gas de operación	32.076	10.056	- 22.020	-68,6%
Retribución de transporte	940.651	847.884	- 92.767	-9,9%
Retribución fija	913.279	795.208	- 118.071	-12,9%
Retribución pendiente	1.902	23.191	21.289	1119,3%
Gas de operación	25.471	29.485	4.015	15,8%
Retribución de distribución	1.505.277	1.368.501	- 136.776	-9,1%
Retribución Distribución	1.502.236	1.360.260	- 141.976	-9,5%
Retribución Específica Distribución	3.041	8.241	5.200	171,0%
GTS	12.155	11.561	- 594	-4,9%
Tasa hidrocarburos gaseosos	4.055	4.187	132	3,3%
Hibernación Castor	-	8.871	8.871	
Laudo París	-	34.805	34.805	
Suministro a Tarifas	44	100	56	125,7%
Coste subastas gas de operación y NMLL	-	235	235	
Total costes acceso (A)	3.062.163	2.872.839	- 189.324	-6,2%
Otros ingresos (-) o costes regulados (+) (B)	345.712	-	- 345.712	-100,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	323.997	-	1.142	-100,0%
Impacto Liquidación definitiva 2011	- 1.142		1.142	-100,0%
Resultado Liquidación 14/2013	325.138			-100,0%
Costes desbalances inyección AASS	17.919	-	- 17.919	-100,0%
Coste asociado a gas colchón	2.584	-	- 2.584	-100,0%
Coste tasas e impuestos no deducibles	1.213	-	- 1.213	-100,0%
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	3.407.875	2.872.839	- 535.036	-15,7%

Fuentes: CNMC, empresas y Orden IET/2446/2013 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

ANEXO I ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015

				Año 2014															
				Ciclos combinados			Centrales térmicas			Plantas Satélite			Resto			TOTAL			
Provision	Cód.	Peaje	Volumen	Volumen	Cierras Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Cierras Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Cierras Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Cierras Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Cierras 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)	
TOTAL GRUPO 1				46.660.375	39	340.990.474	559.350	3	11.422.867	0	0	0	58.766.295	57	209.860.896	105.986.020	99	562.274.240	
P<=60 bares	101	1.1	<200.000	372.960	11	9.895.608	36.024	2	1.901.223	0	0	0	1.013.398	12	4.729.032	1.422.382	25	15.525.863	
	102	1.2	<1.000.000	4.010.920	10	97.183.402	523.327	1	9.521.644	0	0	0	13.172.312	28	52.530.292	17.706.559	39	159.235.337	
	103	1.3	>1.000.000	42.276.494	18	233.911.464	0	0	0	0	0	0	44.580.584	17	152.601.575	86.867.078	35	386.513.039	
TOTAL GRUPO 2				5.612.831	1	33.000.000	95.053	2	1.640.000	0	0	0	112.258.271	3.536	478.274.455	117.966.155	3.539	512.914.455	
16<P<=60 bares	201	2.1	<=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.756	9	17.624	2.756	9	17.624	
	202	2.2	<=1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63.153	28	282.860	63.153	28	282.860	
	203	2.3	<=30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	456.914	36	2.665.998	456.914	36	2.665.998	
	204	2.4	<=100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	872.536	15	4.335.379	872.536	15	4.335.379	
	205	2.5	<=500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.746.426	33	27.397.652	7.746.426	33	27.397.652	
	206	2.6	>500.000	5.612.831	1	33.000.000	0	0	0	0	0	0	23.679.310	20	89.417.499	29.292.140	21	122.417.499	
4<P<=16 bares	201	2.1	<=500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	148.137	653	1.701.464	148.137	653	1.701.464	
	202	2.2	<=1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.685.656	1.260	11.357.968	2.685.656	1.260	11.357.968	
	203	2.3	<=30.000	0	0	0	4.091	1	140.000	0	0	0	12.149.674	926	67.478.048	12.153.765	927	67.619.948	
	204	2.4	<=100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18.941.759	352	91.184.469	18.641.759	352	91.184.469	
	205	2.5	<=500.000	0	0	0	90.962	1	1.500.000	0	0	0	37.262.060	193	150.330.764	37.353.022	194	151.830.764	
	206	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.549.890	13	32.114.743	8.549.890	13	32.114.743	
TOTAL INTERRUPTIBLES				0	0	0	0	0	0	0	0	0	192.115	1	1.325.000	192.115	1	1.325.000	
GRUPO A				0	0	0	0	0	0	0	0	0	192.115	1	1.325.000	192.115	1	1.325.000	
P<=60 bares	401	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	402	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	403	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140.773	0	708.333	140.773	0	708.333	
	404	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	405	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	406	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<=60 bares	407	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	408	4.8	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	409	4.9	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	410	4.10	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	411	4.11	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	412	4.12	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<=16 bares	413	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	414	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	415	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	416	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	417	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	418	4.8	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x				0	0	0	0	0	0	729.609	73.182	641.607	64.907.542	7.415.380	22.470.832	65.637.151	7.488.562	23.112.439	
GRUPO 3				0	0	0	0	0	0	729.609	73.182	641.607	64.907.542	7.415.380	22.470.832	65.637.151	7.488.562	23.112.439	
P=30 bar (3)	301	3.1	<5	0	0	0	0	0	0	110.117	51.009	9.629.771	3.932.911	0	0	0	0	0	
	302	3.2	<=50	0	0	0	0	0	0	156.134	21.170	29.260.590	3.406.152	0	0	29.416.734	3.426.322	0	
	303	3.3	<=100	0	0	0	0	0	0	18.627	372	1.583.147	27.570	0	0	1.601.774	27.942	0	
	304	3.4	100 < C <= 30.000	0	0	0	0	0	0	317.205	623	19.967.727	49.561	0	0	20.284.932	50.184	0	
	305	3.5 (4)	>30.000	0	0	0	0	0	0	127.528	71	4.466.296	266	0	0	4.593.624	293	23.112.439	
PEAJE DE MATERIA PRIMA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.370.224	2	20.100.000	6.370.224	2	20.100.000	
450/451 P <= 60 bar				0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.370.224	2	20.100.000	6.370.224	2	20.100.000	
450/451 16<P<=60 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
450/451 4<P<=16 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Suministro GNL Directo a cliente final (5)				0	0	0	0	0	0	10.453.913	0	0	0	0	0	0	10.453.913	0	0
TOTAL GAS DE EMISIÓN				52.273.205	40	373.990.474	654.404	5	13.062.867	11.183.522	73.182	641.607	242.494.447	7.418.976	732.031.185	306.665.577	7.492.204	1.119.726.134	

Previsión año 2015																	
Prevision	Ciclo combinados			Centrales térmicas			Plantas Satélite			Resto			TOTAL				
	Volumen	Ciudades Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Ciudades Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Ciudades Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Ciudades Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Ciudades 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)		
TOTAL GRUPO 1	44.123.708	41	322.452.707	491.480	3	11.422.867	0	0	0	65.468.326	52	225.649.485	110.083.514	96	559.525.059		
GRUPO 1	44.123.708	41	322.452.707	491.480	3	11.422.867	0	0	0	65.468.326	52	225.649.485	110.083.514	96	559.525.059		
P=60 bares	101	1.1	<200.000	352.684	13	9.357.639	31.653	2	1.901.223	0	0	1.035.451	10	4.761.732	1.419.788		
	102	1.2	<1.000.000	3.792.869	9	91.900.077	459.828	1	9.521.644	0	0	11.903.442	23	45.907.877	16.156.138		
	103	1.3	>1.000.000	39.978.155	19	221.194.991	0	0	0	0	0	52.529.433	18	174.979.876	92.507.588		
TOTAL GRUPO 2	5.307.692	1	31.205.972	83.520	2	1.640.000	0	0	0	115.348.986	3.470	479.198.793	120.740.197	3.473	512.044.766		
GRUPO 2	5.307.692	1	31.205.972	0	0	0	0	0	0	33.264.062	133	122.520.082	38.571.754	134	153.726.054		
16<P<60 bares	201	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	2.905	5	17.624	2.805	5	17.624		
	202	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	64.587	28	292.850	64.587	28	292.850		
	203	2.3	<30.000	0	0	0	0	0	0	467.227	36	2.665.998	467.227	36	2.665.998		
	204	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	894.234	14	4.335.379	894.234	14	4.335.379		
	205	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	7.499.250	31	25.707.462	7.499.250	31	25.707.462		
	206	2.6	>500.000	5.307.692	1	31.205.972	0	0	0	24.335.960	19	89.500.768	29.643.651	20	120.706.740		
GRUPO 2	0	0	0	83.520	2	1.640.000	0	0	0	82.084.923	3.336	356.678.712	82.168.443	3.338	358.318.712		
4<P<16 bares	201	2.1	<500	0	0	0	0	0	0	152.426	639	1.682.395	152.426	639	1.682.395		
	202	2.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	2.779.448	1.258	11.484.411	2.779.448	1.258	11.484.411		
	203	2.3	<30.000	0	0	3.595	1	140.000	0	0	0	12.507.915	925	67.799.884	12.511.510	926	67.939.884
	204	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	19.056.674	329	90.595.269	19.056.674	329	90.595.269		
	205	2.5	<500.000	0	0	79.925	1	1.500.000	0	0	0	38.478.809	175	151.089.108	38.568.734	176	152.589.109
	206	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	9.109.652	11	34.027.655	9.109.652	11	34.027.655		
TOTAL INTERRUPTIBLES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
GRUPO A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
P=60 bares	401	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	402	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	403	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
16<P<60 bares	404	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	405	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	406	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	407	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4<P<16 bares	404	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	405	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	406	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	407	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
GRUPO B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
P=60 bares	411	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	412	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	413	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
16<P<60 bares	414	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	415	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	416	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	417	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4<P<16 bares	414	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	415	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	416	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	417	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL TARIFA/ PEAJE 3.x	0	0	0	0	0	0	0	807.385	77.669	633.782	68.371.609	7.481.786	24.594.972	69.178.994	7.559.455		
GRUPO 3	0	0	0	0	0	0	807.385	77.669	633.782	68.371.609	7.481.786	24.594.972	69.178.994	7.559.455	25.228.755		
P=4 bar (3)	301	3.1	<5	0	0	0	117.166	53.718	11.980	9.827.413	3.966.352	1.242.776	9.944.579	4.020.070			
	302	3.2	<50	0	0	0	172.986	22.871	28.871	30.208.157	3.436.867	30.980.543	3.458.738				
	303	3.3	<100	0	0	0	21.241	397	397	1.322.635	28.017	1.743.678	28.414				
	304	3.4	100 < C <= 30.000	0	0	0	370.622	677	677	21.724.911	50.260	22.085.533	50.937				
	305	3.5 (4)	>30.000	0	0	0	125.970	7	7	633.782	4.888.492	290	24.594.972	5.014.462			
Suministro GNL Directo a cliente final (5)	0	0	0	0	0	0	10.238.215	0	0	0	0	0	10.238.215	0			
TOTAL GAS DE EMISIÓN	49.431.400	42	353.658.679	575.000	5	13.062.867	11.045.601	77.669	633.782	249.188.920	7.485.308	729.443.251	310.240.921	7.563.024	1.096.798.579		

ANEXO II

INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015

Previsión de Ingresos. Cierre 2014

Orden IET/2446/2013

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/día/mes)	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	103.181.832			128.075	129.140	257.215	0,2493
Peaje de descarga de buques	171.676.121	224		5.920	9.219	15.139	0,0088
Peaje de carga en cisternas	11.184.081	47.609	64,4%	15.098	1.947	17.045	0,1524
Peaje de regasificación	91.997.751	417.629	60,4%	92.910	11.354	104.264	0,1133
Trasvase de GNL a buques	68.215.159	80		14.147	106.620	120.768	0,1770
Descarga + Regasificación	91.997.751					112.377	0,1222
Descarga + Carga en cisternas	11.184.081					18.031	0,1612

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	12.812.379	28.136	138.768	2.379	141.148	1,1017

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	6.805.933		80.487	80.487	1,1826

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Entrada al Sistema	297.813.782	1.103.533	124.081	124.081	0,0417

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	106.126.793	100	563.024.240	260.311	260.311	0,2453
Firme	105.986.020	99	562.274.240	260.072	260.072	0,2454
Interrumpible (A+B)	140.773	0	750.000	239	239	0,1698
Grupo 2	118.017.496	3.540	513.489.455	358.288	358.288	0,3036
Firme	117.966.155	3.539	512.914.455	358.074	358.074	0,3035
Interrumpible (A+B)	51.341	1	575.000	214	214	0,4171
Grupo 3	65.637.151	7.488.562	23.112.439	1.647.069	1.647.069	2,5094
Materia Prima	6.370.224	2	20.100.000	10.432	10.432	0,1638

Total T&D	296.151.664	7.492.204	1.119.726.134	2.276.101	2.276.101	0,7686
----------------------	--------------------	------------------	----------------------	------------------	------------------	---------------

Total Acceso	296.151.664			2.879.032	0,9721
---------------------	--------------------	--	--	------------------	---------------

5. Otros peajes y cánones

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peajes de Transito Internacional	6.169.399	0	17.421.411		16.205	16.205	0,2627
Resultado Subasta AA.SS						1.016	
Venta Condensados							

Total otros peajes y cánones	6.169.399				17.221	0,2791
-------------------------------------	------------------	--	--	--	---------------	---------------

Total	302.321.063				2.896.253	0,9580
--------------	--------------------	--	--	--	------------------	---------------

Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2014 y 2015

Previsión de Ingresos. Año 2015

Orden IET/2446/2013

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/día/mes)	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	118.889.852			139.613	126.319	265.932	0,2237
Peaje de descarga de buques	184.632.152	242		6.275	9.695	15.970	0,0086
Peaje de carga en cisternas	11.046.153	46.944	64,5%	14.803	1.912	16.715	0,1513
Peaje de regasificación	107.843.699	489.563	60,4%	106.510	13.016	119.526	0,1108
Trasvase de GNL a buques	65.064.000	68		12.025	101.695	113.720	0,1748
Descarga + Regasificación	107.843.699					128.855	0,1195
Descarga + Carga en cisternas	11.046.153					17.670	0,1600

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	15.201.000	30.165	148.775	2.985	151.760	0,9984

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	7.978.206	0	94.350	94.350	1,1826

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Entrada al Sistema	312.823.871	1.128.537	133.740	133.740	0,0428

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	110.083.514	96	559.525.059	260.236	260.236	0,2364
Fime	110.083.514	96	559.525.059	260.236	260.236	0,2364
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	120.740.197	3.473	512.044.766	360.749	360.749	0,2988
Fime	120.740.197	3.473	512.044.766	360.749	360.749	0,2988
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 3	69.178.994	7.559.455	25.228.755	1.704.996	1.704.996	2,4646
Total T&D	300.002.706	7.563.024	1.096.798.579	2.325.981	2.325.981	0,7753

Total Acceso 300.002.706
2.971.762 0,9906
5. Otros peajes y cánones

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peajes de Transito Internacional	6.944.162	0	18.448.072		14.715	14.715	0,2119
Resultado Subasta AA.SS						1.016	
Venta Condensados							
Total otros peajes y cánones	6.944.162					15.731	0,2265
Total	306.946.867					2.987.494	0,9733

Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2014 y 2015

