



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA
DE ORDEN POR LA QUE SE
APRUEBA LA PREVISIÓN DE LA
EVOLUCIÓN DE LAS DIFERENTES
PARTIDAS DE INGRESOS Y
COSTES DEL SISTEMA DE GAS
NATURAL PARA EL PERIODO
2015-2020**

2 de junio de 2015

IPN/DE/006/15

www.cnmc.es

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE
APRUEBA LA PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LAS DIFERENTES
PARTIDAS DE INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA DE GAS NATURAL
PARA EL PERIODO 2015-2020****Expediente núm.: IPN/DE/006/15****SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA****Presidenta**D^a. María Fernández Pérez**Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D. Josep María Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 2 de junio de 2015

Visto el escrito de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (en adelante MINETUR) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 25 de marzo de 2015, por el que se solicita la emisión de informe preceptivo relativo el expediente relativo a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema de gas natural para el periodo 2015-2020, la Sala de Supervisión Regulatoria, de conformidad con el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del artículo 59.6 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, acuerda emitir el siguiente informe:

1. Antecedentes

La Ley 18/2013, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, tal y como se recoge en su Exposición de motivos, tiene como finalidad, entre otros aspectos, la asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

A estos efectos, la ley consagra el capítulo II del Título III a la sostenibilidad económico y financiera del sistema. En particular, en el citado capítulo se

definen los ingresos y costes del sistema, se establecen restricciones tasadas a los desajustes que puedan producir y se define un mecanismo para la revisión automática de los peajes y cánones en caso de que se superen determinados límites. Adicionalmente, se introduce la obligación, con carácter anual, de aprobar mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, una previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema gasista para los seis siguientes años.

El 25 de marzo de 2015 tuvo entrada en la Comisión un escrito del Secretario de Estado adjuntando la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema de gas natural para el periodo 2015-2020 (en adelante, propuesta de Orden), junto con la correspondiente Memoria justificativa, solicitando el informe preceptivo.

Según se recoge en la exposición de motivos de la propuesta Orden, se ha tomado como punto de partida la previsión de demanda, ingresos y costes previstos para el ejercicio 2015 en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2015.

Al respecto se indica que el día 28 de noviembre de 2014 se recibió en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2015, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, se emitiera el correspondiente informe mediante trámite de urgencia.

En aplicación de las competencias asignadas a esta Comisión, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el pasado 11 de diciembre de 2014, aprobó *Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas*.

En dicho informe se incluyó como anexo, el *Informe previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2014 y 2015*, emitido por esta Comisión, en cumplimiento de 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 esta Comisión.

Posteriormente, el pasado 26 de diciembre de 2014, se publicó en el BOE la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Finalmente, la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización, modificó el contenido de la Orden IET/2446/2013 y de la citada Orden IET/2445/2014.

Todas las normas anteriores definen el ejercicio tarifario del año 2015, que tanto en la propuesta de Orden, como en el presente informe se configura como punto de partida en la determinación de los ingresos y costes para el periodo de previsión.

Por otra parte, cabe señalar que el Congreso aprobó el pasado 26 de marzo de 2015 el Proyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, que modifica la normativa del sector de Hidrocarburos, siendo remitida al Senado para su aprobación. Dicho proyecto de Ley, incluye diversas novedades, que en caso de aprobación afectarán a la configuración del escenario de ingresos y costes para el periodo de previsión, entre las que cabe destacar:

- Financiación del Operador del Mercado con cargo a los peajes y cánones hasta que se hayan alcanzado las condiciones suficientes de liquidez en el mercado organizado de gas.
- En el caso de almacenamientos subterráneos de carácter básico que se incluyan en el régimen retributivo durante el año 2015, las cantidades pendientes de reconocer, devengadas durante el periodo comprendido entre la fecha de puesta en servicio provisional y el 31 de diciembre de 2014, se incluirán en la liquidación definitiva del ejercicio 2014.
- La liquidación definitiva de los ingresos y costes del sistema gasista de cada ejercicio, a partir de la correspondiente al año 2015, deberá ser realizada con anterioridad al día 1 de diciembre del año siguiente al que corresponda.

2. Contenido de la propuesta de Orden

La Orden consta de una exposición de motivos y un apartado único, además de un anexo, que contiene, en formato de tabla, las cuantías que corresponden a la Demanda prevista para el periodo 2015 – 2020, diferenciando entre

Convencional y Ciclos Combinados, y los costes e ingresos previstos para dicho periodo.

3. Consideraciones previas

La necesidad de elaborar previsiones sobre la evolución de los peajes y cánones a medio plazo ha sido puesta de manifiesto por parte de los agentes del mercado, tanto a nivel español¹, como a nivel europeo². Los agentes han señalado la necesidad de que exista una completa transparencia sobre el procedimiento de establecimiento de tarifas, así como la publicación de la información que permita realizar previsiones sobre la evolución de las mismas para varios años en el futuro.

En relación con lo anterior, se indica que el Código de Red sobre armonización de tarifas de transporte, remitido por ENTSOG a ACER, establece en su artículo 26 que se deben publicar (i) las razones por las que las tarifas se modifican en comparación con las aplicadas en el pasado y porque se podrían modificar en un futuro, (ii) un modelo simplificado de red que permita a los usuarios calcular las tarifas de transporte aplicables para el periodo tarifario en vigor y su posible evolución en los siguientes periodos tarifarios, y (iii) un análisis de sensibilidad que permita a los usuarios estimar la posible evolución de las tarifas de transporte en los siguientes periodos tarifarios.

La propuesta de Orden incluye como anexo, la evolución de demanda, diferenciado convencional y sector eléctrico, de los principales conceptos de costes y de los ingresos previstos por categorías, así como el déficit/superávit previsto para cada periodo.

No obstante, se considera que la propuesta de Orden debería incluir en el citado anexo una mayor explicación sobre las hipótesis consideradas en la determinación de la demanda, los costes y los ingresos, al objeto de que los agentes pudieran replicar y/o realizar escenarios alternativos de previsión.

¹ En el trámite de audiencia de Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas, los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, señalaron que se debería publicar una proyección a futuro de los peajes y cánones

² Véase Accompanying Document for the Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas, elaborado por ENTSOG y disponible en: http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2014/TAR0451_141226_Accompanying%20Document_Final.pdf

4. Consideraciones generales

4.1. Sobre las previsiones de demanda

4.1.1. Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

En el Cuadro 1 se resume el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden. Dicho escenario se caracteriza por un incremento de la demanda del 3% para el año 2015, y de entre el 1,2% y 1,4% para el resto del periodo, con la excepción del año 2018 (+4,0%) consecuencia de la introducción del gas natural en el archipiélago canario.

Cuadro 1. Demanda en consumidor final. 2015 - 2020

TWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Ciclos combinados</i>	49,4	50,2	50,7	59,7	60,8	62,0	-4,6%	1,6%	1,0%	17,8%	1,8%	2,0%
<i>Peaje 1 (P>60 bar)</i>	44,0	44,9	45,3	54,3	55,5	56,6		2,0%	0,9%	19,9%	2,2%	2,0%
<i>Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)</i>	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Demanda convencional</i>	261,1	264,5	267,9	271,4	275,0	278,5	4,6%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
<i>Peaje 1 (P > 60 bar)</i>	59,6	60,5	61,4	62,3	63,2	64,2		1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,6%
<i>Peaje 2 (4 bar < P ≤ 60 bar)</i>	115,4	117,1	118,8	120,6	122,4	124,3		1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%
<i>Peaje 3 (P ≤ 4 bar)</i>	69,2	70,0	70,8	71,5	72,3	73,1		1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
3.1	9,9	10,0	10,1	10,2	10,3	10,4		0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
3.2	30,4	30,7	31,0	31,3	31,6	31,8		1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%
3.3	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9		1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
3.4	22,1	22,4	22,7	23,1	23,4	23,7		1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%
3.5	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3		1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
<i>Materia Prima</i>	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>GNL Directo a Cliente Final</i>	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Demanda TOTAL</i>	310,5	314,7	318,6	331,1	335,8	340,5	3,0%	1,3%	1,2%	4,0%	1,4%	1,4%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden en la previsión de la demanda se han considerado las siguientes hipótesis:

- **Demanda destinada a generación eléctrica**
 - En la península se estima un aumento del 0,5% en 2016 y 2017, destinado a cubrir parcialmente la previsión de aumento de la demanda en el sector eléctrico. A partir del 2018 se prevé que el incremento de la demanda del sector eléctrico sea cubierto por tecnología renovable y, en consecuencia, se estima un incremento nulo de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica.
 - En los sistemas no peninsulares se estima un aumento de la demanda destinada a la generación eléctrica, como consecuencia de la conversión

del combustible, a partir del 1 de enero de 2018 de los ciclos combinados situados en Tenerife y Gran Canaria.

- **Demanda convencional de los consumidores industriales** se prevé que aumentará el 1,5% durante todo el periodo.
- **Demanda de los consumidores conectados a presión igual o inferior a 4 bar**, según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se ha realizado considerando (i) los consumos medios incluidos en la Orden IET/2445/2014, que son los previstos por esta Comisión para el ejercicio 2015 en el *Informe previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2014 y 2015*, y (ii) un incremento anual constante del número de consumidores, que implica un crecimiento del número de clientes del 1% para los peajes 3.1, 3.2 y 3.5, del 1,6% para el peaje 3.3 y del 1,4% para el peajes 3.4, tal y como se detalla en el Cuadro 2.

Cuadro 2. Previsión del número de consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar. 2015- 2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Número de Consumidores						
Número de consumidores	7.559.455	7.630.348	7.701.241	7.772.134	7.843.027	7.913.920
3.1	4.020.070	4.056.319	4.092.568	4.128.817	4.165.066	4.201.315
3.2	3.459.738	3.493.154	3.526.570	3.559.986	3.593.402	3.626.818
3.3	28.414	28.886	29.358	29.830	30.302	30.774
3.4	50.937	51.690	52.443	53.196	53.949	54.702
3.5	296	299	302	305	308	311
Tasa de variación sobre el año anterior						
TOTAL		0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
3.1		0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
3.2		1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%
3.3		1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
3.4		1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%
3.5		1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

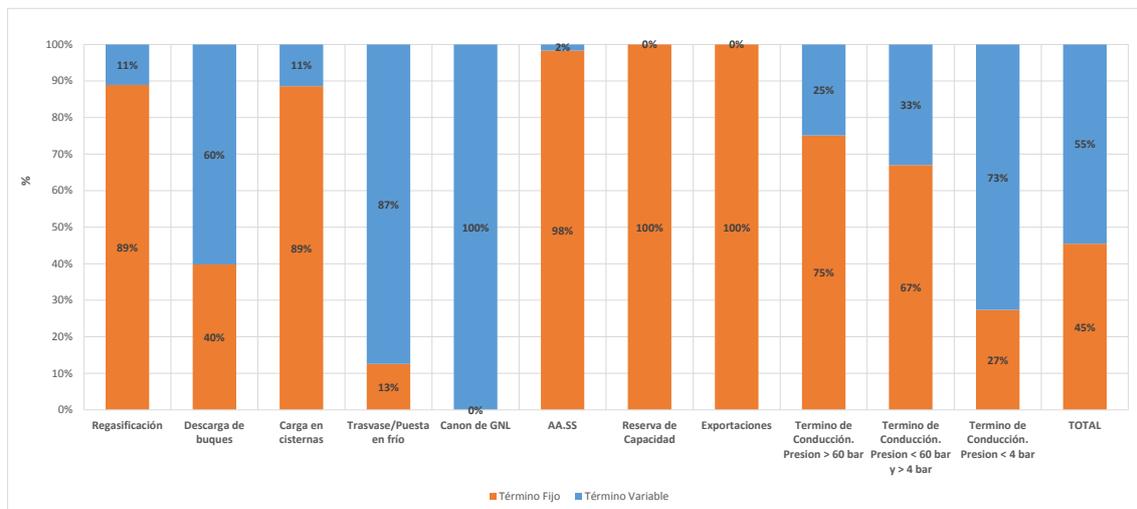
En relación con la **capacidad de los almacenamientos subterráneos** contratada por los agentes, según la memoria de la propuesta de Orden se prevé que los agentes contratan el almacenamiento estratégico y operativo comercial y los 30 días del grupo 3, al que adicionan un almacenamiento voluntario equivalente a 5 días. Como resultado de lo anterior, se estima que la

capacidad de almacenamiento subterráneo contratada por los agentes en 2020 (30 TWh) es únicamente un 8,3% superior a la de 2015 (27,7 TWh).

Cabe señalar que, ni en la propuesta de Orden, ni en la memoria que le acompaña, se aporta información sobre otras variables de facturación relevantes para la de estimación de los ingresos regulados para el periodo de previsión. En particular, se indica que, con la excepción de la variable de facturación del término fijo de AA.SS. y del término fijo de los peajes 3.1 a 3.4 en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se aporta información relativa a las variables de facturación de los términos fijos de los peajes y cánones.

La facturación de los términos fijos del peaje de regasificación, carga en cisternas, reserva de capacidad y exportaciones supone más de 89% de la facturación de los peajes asociados. Asimismo, también es destacable el porcentaje que supone la facturación del término fijo para los peajes de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar (75%), y entre 4 y 60 bar (67%), tal y como se muestra en el Gráfico 1.

Gráfico 1. Distribución de los ingresos entre los asociados al término fijo y los asociados al término variable. Año 2014.



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera que el escenario de previsión que finalmente se publique, debería especificar, con el mayor detalle posible, la previsión de todas y cada una de las variables que influyen en la determinación de los ingresos previstos para el escenario de previsión, al objeto de que cualquier agente pudiera replicar y/o realizar escenarios alternativos de previsión. En particular, sería deseable disponer de información sobre las siguientes variables:

- Estimación de la capacidad contratada y/o facturada de los consumidores industriales.
- Estimación de la capacidad contratada y/o facturada de entrada al sistema.
- Estimación de la capacidad contratada y/o facturada de salida por las conexiones internacionales.
- Escenario de regasificación considerado, lo que implica determinar:
 - Capacidad contratada y volumen regasificado
 - Capacidad contratada y volumen cargado en cisternas
 - Previsión de descarga de GNL por planta de regasificación

4.1.2. Escenario de demanda previsto por la CNMC para el periodo de previsión

Demanda en consumidor final

Esta Comisión, al objeto de valorar la propuesta de Orden, ha confeccionado un escenario de demanda de gas natural para el periodo 2015-2020, que se resume en el Cuadro 3, y en el que se han considerado las siguientes hipótesis:

Cuadro 3. Demanda en consumidor final. 2015 - 2020

GWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda Total	308.206	308.653	311.650	317.280	325.517	332.544
Demanda generación eléctrica	49.930	49.930	49.930	52.122	56.432	58.767
Demanda Convencional	258.276	258.723	261.720	265.158	269.084	273.776
Industrial	172.970	174.927	177.256	179.971	183.088	186.624
P > 60 bar	59.339	59.932	60.651	61.500	62.484	63.609
16 < P ≤ 60 bar	34.331	34.743	35.229	35.793	36.437	37.166
4 < P ≤ 16 bar	79.301	80.252	81.376	82.678	84.166	85.849
Doméstica	68.453	66.775	67.273	67.824	68.460	69.440
GNL directo a cliente final	10.634	10.740	10.848	10.956	11.066	11.176
Materia Prima	6.219	6.281	6.344	6.407	6.471	6.536

Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda Total	2,6%	0,1%	1,0%	1,8%	2,6%	2,2%
Demanda generación eléctrica	-3,6%	0,0%	0,0%	4,4%	8,3%	4,1%
Demanda Convencional	3,9%	0,2%	1,2%	1,3%	1,5%	1,7%
Industrial	1,9%	1,1%	1,3%	1,5%	1,7%	1,9%
P > 60 bar	0,3%	1,0%	1,2%	1,4%	1,6%	1,8%
16 < P ≤ 60 bar	2,7%	1,2%	1,4%	1,6%	1,8%	2,0%
4 < P ≤ 16 bar	2,7%	1,2%	1,4%	1,6%	1,8%	2,0%
Doméstica	10,6%	-2,5%	0,7%	0,8%	0,9%	1,4%
GNL directo a cliente final	-2,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Materia Prima	1,9%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%

Fuente: CNMC

En primer lugar, se ha procedido a la actualización de **las previsiones del ejercicio 2015** con la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (liquidación 14/2014). En particular, las previsiones del 2015 resultan de aplicar al cierre para el ejercicio 2014 las tasas de variación previstas para el año 2015 en el “Informe sobre las previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector de gas natural para el ejercicio 2014 y 2015”³.

En segundo lugar, la **previsión para el periodo 2016-2020**, se ha estimado considerando lo siguiente:

³ Disponible en http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/141126%20-%20Inf_previsiones%20demanda%20y%20facturaci%C3%B3n_gas_natural_2014_2015.pdf

- Demanda destinada a la generación eléctrica: se ha diferenciado entre los ciclos combinados situados por una parte, en la península y baleares, y por otra parte en Canarias.

En relación con la demanda de gas natural de los ciclos situados en la península y baleares, para el ejercicio 2016 y 2017, se ha mantenido en los niveles previstos para 2015, y a partir de 2017, se ha considerado un incremento de la demanda de 0,5%.

En relación con la demanda de gas natural de los ciclos combinados situados en las Islas Canarias, se ha considerado que la planta de GNL de Tenerife, se pone en funcionamiento en junio de 2018, y en junio de 2019, la planta de Las Palmas, por lo que se ha incorporado la mayor demanda de generación eléctrica, consecuencia de la conversión de las instalaciones de ciclo combinado existentes en el sistema canario, a gas natural.

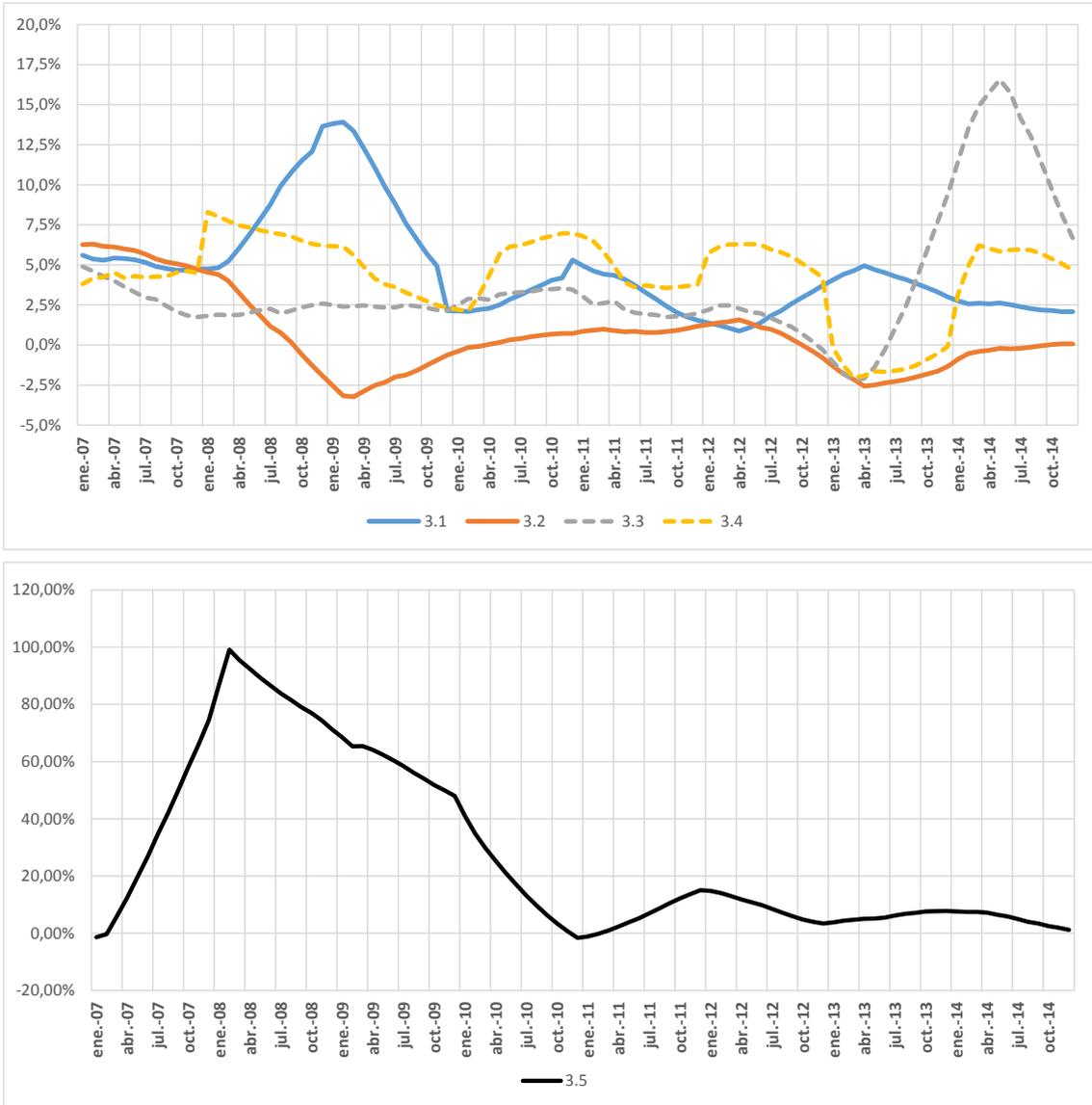
- Demanda convencional industrial: Se ha estimado un tasa de variación de la demanda creciente durante el periodo considerado, que alcanza el 2% para los consumidores conectados a presión superior a 60 bar y una demanda decreciente para los consumidores conectados a niveles de presión inferiores.

Cabe señalar que no se ha considerado la existencia de demanda interrumpible en el periodo 2015-2020.

- Demanda del grupo 3: La demanda del grupo 3 resulta del producto del número de consumidores previstos para cada año, por el consumo medio estimado para dicho año.

El número de consumidores previstos para cada año se ha estimado considerando que la incorporación de nuevos consumidores se produce en mayor medida en las tarifas 3.3 (entre el 6% y el 7%), 3.4 (entre el 3% y el 5%) y 3.5 (con una incorporación de consumidores creciente que alcanza en 3% en 2020), mientras que el número de consumidores acogidos al resto de tarifas (3.1 y 3.2) presentan crecimientos inferiores al 1,3%, en línea con las tasas registradas en los últimos meses (véase Gráfico 2).

Gráfico 2. Evolución mensual de la tasa de variación anual de los últimos 12 meses del consumo de los consumidores acogidos a peajes del Grupo 3



Fuente: Base de datos de liquidaciones

Respecto del tamaño medio para 2016 se ha tomado el tamaño medio registrado en el periodo 2010-2014, aplicando a partir de dicho año una reducción anual del 1%, consecuencia de la implantación de medidas de eficiencia energética.

En relación con la demanda del grupo 3 situada en las Islas Canarias se estima que en 2018 se convierte a gas natural el 5% de las instalaciones de aire propanado, en 2019 el 20% y en 2020 el 50%.

- GNL directo a cliente final y materia prima: se considera un crecimiento de la demanda del 1%.

En tercer lugar, las **capacidades contratadas** por peaje y tipo de consumidor (generación eléctrica, conectado a planta satélite y resto) se han estimado aplicando a la demanda prevista, para el año 2015, los factores previstos para dicho año en el “*Informe sobre las previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector de gas natural para el ejercicio 2014 y 2015*”, y para el periodo 2016-2020 los factores medios, por peajes de acceso y tipo de consumidor, registrados entre 2010 y 2014.

Finalmente y una vez estimadas las capacidades contratadas, las **capacidades facturadas** se han estimado multiplicando dichas capacidades por la utilización media registrada entre 2010 y 2014, no considerándose utilidades superiores al 105%.

Exportaciones

En las interconexiones:

- (i) La capacidad contratada prevista para 2015 se corresponde con la considerada en el informe de previsiones de la CNMC anteriormente referido.
- (ii) En las interconexiones con Francia se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada para el periodo 2016-2020, la capacidad actualmente contratada en dichas interconexiones, según la información disponible en la página web de Enagás, correspondiente al mes de abril de 2015.
- (iii) En las conexiones con Portugal se ha considerado las capacidades contratadas para los tres primeros trimestres de 2016, descontada la capacidad reservada para el tránsito, dado que la facturación asociada a dicha capacidad no se incluye en el sistema de liquidaciones. La previsión de 2016, se mantiene en el periodo 2017-2020.

En el Cuadro 4, se resumen las capacidades contratada de exportación en las conexiones internacionales con Portugal y Francia para el periodo 2015 -2020.

Cuadro 4. Capacidad contratada de exportación en las conexiones internacionales con Portugal y Francia.

GWh/día	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTAL	103.809	150.495	150.495	150.495	150.495	150.495
<i>Portugal</i>	18.448	24.067	24.067	24.067	24.067	24.067
<i>Francia</i>	85.361	126.428	126.428	126.428	126.428	126.428

Tasa de crecimiento sobre el año anterior	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTAL	-16,3%	45,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Portugal</i>	-38,0%	30,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Francia</i>	-9,4%	48,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC

Las exportaciones de gas natural asociadas a las capacidades contratadas anteriormente descritas para el periodo 2016-2020 se han estimado realizando las siguientes hipótesis sobre los factores de carga asociados.

- (i) En la interconexión con Portugal se ha considerado el factor de carga registrado entre 2010 y 2014.
- (ii) En la interconexión con Francia, el factor de carga presenta una alta variabilidad (va desde el 73,7% registrado en 2009 hasta el 1,7% registrado en 2014), por lo que se ha considerado para 2016 un factor de carga del 5,0% (promedio registrado entre 2012–2015), creciente hasta alcanzar el 25% en 2020.

Almacenamientos Subterráneos

Se ha actualizado la capacidad de almacenamiento contratada prevista para el año 2015, a efectos de tener en cuenta el resultado de la subasta realizada el pasado 24 de marzo de 2015. En particular, se subastaron los 7.347 GWh para el periodo comprendido entre abril de 2015 y marzo de 2016. Dado que en el proceso de calificación, la suma de los volúmenes máximos de calificación fue de 1.409 GWh, por lo tanto inferior al volumen objeto de subasta, en aplicación de la regla 8.3.1 de la Resolución de 3 de marzo de 2015 de la DGPEM, se procedió a adjudicar a los participantes calificados en la misma la cantidad solicitada como volumen máximo de calificación al precio de salida mínimo de 0 €/GWh.

Las capacidades máxima de los almacenamientos subterráneos se han estimado tomando como punto de partida la previsión realizada para el ejercicio 2015 (véase el informe de previsiones de la CNMC) y se ha previsto un aumento de la capacidad entre 2016 y 2019 como consecuencia de la

incorporación progresiva de la capacidad pendiente⁴ de los almacenamientos de Yela y Marismas.

La capacidad contratada para el periodo comprendido entre 2016 y 2020 se ha estimado considerando que los agentes contratan desde el 84%, previsto para 2015 hasta el 88% previsto para 2020.

Los volúmenes de inyección y extracción varían en la misma proporción que la capacidad contratada (Véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Capacidad facturada y volúmenes inyectados y extraídos en los AA.SS. 2015-2020.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad facturada (GWh/mes)	25.315	27.909	30.842	33.835	36.891	37.315
Inyección (GWh)	10.027	11.054	12.216	13.402	14.612	14.780
Extracción (GWh)	6.408	7.065	7.807	8.565	9.338	9.445
Tasa de crecimiento sobre el año anterior (%)						
Capacidad facturada	-10,0%	10,2%	10,5%	9,7%	9,0%	1,1%
Inyección	34,5%	10,2%	10,5%	9,7%	9,0%	1,1%
Extracción	62,4%	10,2%	10,5%	9,7%	9,0%	1,1%

Fuente: CNMC

Entrada al Sistema

Las necesidades de regasificación y almacenamiento de GNL se determinan de forma separada para el sistema Peninsular-Balear, por una parte, y para el Sistema Canario, por otra parte, con las siguientes hipótesis:

- 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 correspondientes⁵, 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 hasta el año 2018, de acuerdo con lo

⁴ Según el informe marco de 2013.

⁵ Se han considerado las mermas establecidas en la Orden IET/2446/2013.

establecido en la Disposición Transitoria tercera de la Orden IET/2445/2014⁶.

- Se ha considerado como mejor previsión de las entradas por GN para el periodo 2015-2020 el volumen registrado en 2014 (204.085 GWh).
- Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se determina la previsión del caudal contratado de regasificación aplicando el factor de carga medio registrado en los años 2011 y 2014 (64,8%). El caudal facturado se calcula considerando una utilización de la capacidad contratada del 88% (promedio registrado entre 2011 y 2014).

- 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, una vez excluidos los consumidores abastecidos por aire propanado en las Islas Canarias.

- Trasvase de planta a buque (Volumen > 9.000 m³ GNL)

Teniendo en cuenta la evolución de las operaciones de trasvase de planta a buque registrada en el primer trimestre de 2015⁷, se ha considerado como mejor previsión el volumen descargado entre abril de 2014 y marzo de 2015 (52.351 GWh), lo que implica una reducción del 11% sobre el volumen trasvasado en 2014. El número de operaciones se ha calculado considerando el tamaño medio registrado en 2014 (134.581 m³ de GNL)

Para el año 2016, se ha considerado como mejor previsión el promedio de las operaciones realizadas entre 2012 y 2014 (39 operaciones), aplicando el tamaño medio registrado en 2014. Para el periodo comprendido entre 2017 y 2020 se ha considerado que el número de operaciones se reduce un 15% anual manteniendo el tamaño medio considerado para 2016.

Por otra parte se ha considerado que durante el periodo de previsión no se realiza ninguna operación de trasvase de volumen igual o inferior a 9.000 m³ GNL

- Puesta en frío

Para el ejercicio 2015 se ha considerado como mejor previsión que se realizan 17 operaciones de puesta en frío (promedio 2012 y 2014), con un

⁶ La Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2445/2014 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.

⁷ El volumen trasvasado de planta a buque en el periodo enero-marzo de 2015, es un 79% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.

tamaño medio del buque del 1.246 m³ GNL. A partir de dicho año, se ha considerado que el número de operaciones se reduce un 10% anual, manteniéndose el tamaño del buque.

- Descarga de buques

El volumen de GNL a descargar en cada subsistema se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación y la previsión de trasvase de GNL a buque. Dicha previsión se ha distribuido por planta de regasificación, aplicando los porcentajes de distribución de la cantidad descarga por planta registrados entre 2013 y 2014.

El número de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los buques por planta de regasificación registrado entre 2011 y 2014.

A la hora de realizar dichas previsiones, no se ha considerado la entrada en funcionamiento de la planta del Musel.

En relación con las descargas de GNL en las plantas de Canarias, se indica se ha considerado como tamaño medio del buque, el tamaño medio de descarga previsto para las instalaciones situadas en el territorio peninsular.

- Almacenamiento de GNL

El volumen de almacenamiento de GNL experimentó un importante crecimiento en 2014, siendo el volumen almacenado un 69% superior y el número de días almacenado un 130% superior a los registrados en 2013.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha considerado que el nº de días almacenados en cada año sigue una tendencia decreciente desde los 17,52 días previstos para 2015 hasta los 12,67 días previstos para 2020.

En el Cuadro 6 y en el Cuadro 7 se detallan las previsiones para el periodo 2015-2020.

Cuadro 6. Previsión de la capacidad contratada de entrada al sistema. 2015 - 2020

Entrada al Sistema		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Porcentaje de GNL	%	32,67%	33,03%	34,23%	35,92%	39,22%	40,86%
Reserva de Capacidad							
Capacidad contratada	MWh/día	1.138.490	1.144.656	1.165.521	1.196.325	1.261.331	1.296.254
Factor de carga	%	72,9%	72,9%	72,9%	72,9%	72,9%	72,9%

Fuente: CNMC

Cuadro 7. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación. 2015 - 2020

Regasificación		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Regasificación							
Volumen	GWh	99.014	100.655	106.210	114.411	131.717	141.015
Capacidad contratada	MWh/día	418.561	425.500	448.983	483.651	556.811	596.114
Factor de carga	%	64,8%	64,8%	64,8%	64,8%	64,8%	64,8%
Carga en Cisternas							
Volumen	GWh	11.691	11.759	11.880	12.002	12.127	12.260
Capacidad contratada	MWh/día	48.355	48.635	49.134	49.641	50.157	50.708
Factor de carga	%	66,2%	66,2%	66,2%	66,2%	66,2%	0,0%
Almacenamiento de GNL							
Volumen almacenado	GWh/año	2.690.713	2.690.713	2.716.838	2.810.021	2.930.230	2.767.703
Nº días capacidad contratada	MWh/día	17,61	17,33	16,58	15,92	14,42	12,72
Descarga de buques							
Volumen descargado	GWh/año	163.215	148.070	148.406	152.190	165.764	171.915
<i>Barcelona</i>		34.801	31.572	31.643	31.981	34.007	34.872
<i>Huelva</i>		32.452	29.441	29.508	29.823	31.712	32.519
<i>Cartagena</i>		22.946	20.816	20.864	21.087	22.422	22.993
<i>Bilbao</i>		23.132	20.986	21.033	21.258	22.605	23.179
<i>Sagunto</i>		31.318	28.412	28.477	28.781	30.604	31.382
<i>Mugardos</i>		18.567	16.844	16.882	17.062	18.143	18.605
<i>Canarias</i>		0	0	0	2.198	6.270	8.365
Nº buques		211	191	191	193	206	211
<i>Barcelona</i>		46	42	42	42	45	46
<i>Huelva</i>		43	39	39	39	42	43
<i>Cartagena</i>		29	26	26	26	28	29
<i>Bilbao</i>		25	23	23	23	25	26
<i>Sagunto</i>		44	40	40	41	43	44
<i>Mugardos</i>		24	21	21	22	23	24
<i>Canarias</i>		0	0	0	3	8	11
Trasvase de GNL a buques (Volumen > 9.000 m3 GNL)							
Volumen trasvado	GWh	52.351	35.513	30.186	25.658	21.810	18.538
Nº buques		57	39	33	28	24	20
Puesta en frío							
Volumen	GWh	142	128	115	104	93	84
Nº buques		17	15	14	12	11	10

Fuente: CNMC

4.1.3. Comparación de escenarios de previsión

Demanda destinada a generación eléctrica

En el Gráfico 3 se compara la demanda destinada a generación eléctrica para el periodo comprendido entre 2015 y 2020 consideradas en la propuesta de Orden y las resultantes del escenario de previsión de la CNMC.

Gráfico 3. Demanda destinada a generación eléctrica. Propuesta de Orden vs CNMC.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Se observa, que las mayores discrepancias entre ambos escenarios son consecuencia de las hipótesis asociadas a la conversión a gas natural de los ciclos combinados situados en las Islas Canarias. Así, mientras que la propuesta de Orden se considera que la conversión se realiza el 1 de enero de 2018, en el escenario de la CNMC dicha conversión se realiza de forma progresiva entre 2018 y 2019.

En cualquier caso, excepto para el ejercicio 2015, la demanda destinada a generación eléctrica considerada en la propuesta de Orden es siempre superior a la estimada por esta Comisión.

Demanda convencional

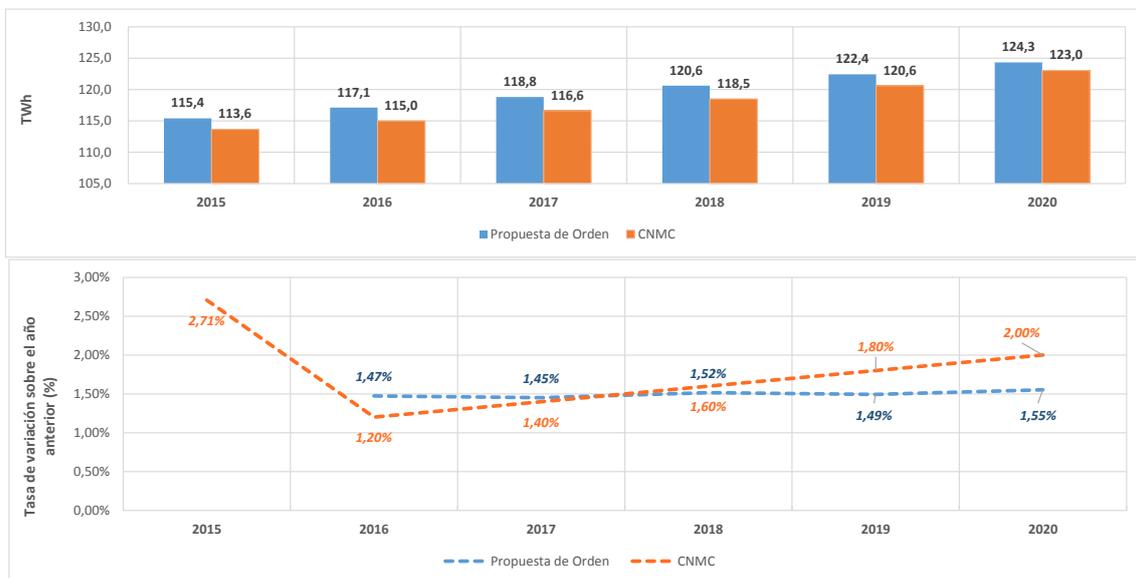
En el Gráfico 4 y Gráfico 5 se compara la previsión de la demanda convencional de los consumidores industriales de la propuesta de Orden y de la CNMC.

Gráfico 4. Demanda convencional conectada a presión superior a 60 bar. Propuesta de Orden vs CNMC.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Gráfico 5. Demanda convencional conectada a presión superior a 4 bar e inferior a 60 bar. Propuesta de Orden vs CNMC.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Se observa que, las tasas de crecimiento previstas en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden son superiores a las previstas por esta Comisión para el periodo 2016-2017 e inferiores para el periodo 2019-2020.

En cualquier caso, la demanda prevista para los consumidores conectados a presión superior a 60 bar en la propuesta de Orden es entre un 0,9% y un 1,3% superior a la prevista por esta Comisión, mientras que para los consumidores

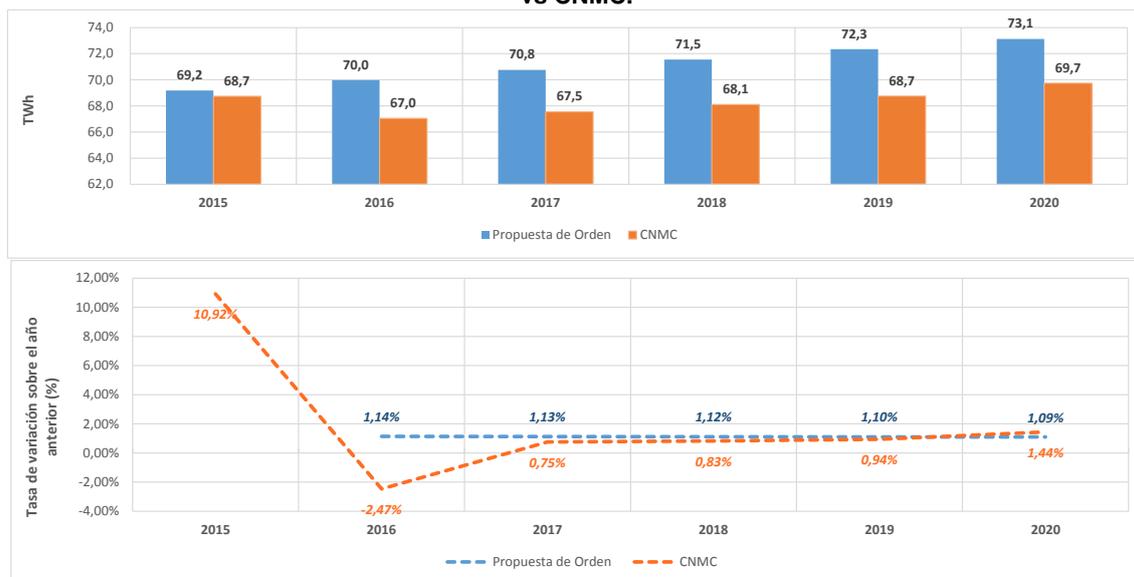
conectados a presiones comprendidas entre 4 y 60 bar es entre un 1,0% y un 1,8% superior.

En relación con la demanda de los consumidores conectados a presión igual o inferior a 4 bar, se observa que, si bien la previsión para el ejercicio 2015 es muy similar, a partir del año 2016 la demanda considerada en la propuesta de Orden es entre un 4,4% y 5,9% superior a la demanda prevista por esta Comisión (Véase Gráfico 6).

Lo anterior es consecuencia de lo siguiente:

1. La previsión del número de clientes para el ejercicio 2015 es inferior en 49.679 clientes a la de la propuesta de Orden, consecuencia de la actualización de la previsión respecto a la prevista en diciembre por esta Comisión.
2. El incremento del número de clientes previsto por esta Comisión para los peajes 3.1, 3.3, 3.4 y 3.5 es superior al considerado en la propuesta de Orden, y menor para el peaje 3.2
3. En relación con los tamaños medios, en la propuesta de Orden se han considerado los tamaños medios previstos por esta Comisión en diciembre del año pasado para 2015 (estimados considerado los tamaños medios registrados entre julio de 2011 y junio de 2014), mientras que en el presente informe se han considerado, para 2016 el promedio de los tamaños medios registrados entre enero de 2011 y diciembre de 2014 y a partir de dicho año una reducción del 1% anual.

Gráfico 6. Demanda convencional conectada a presión igual o inferior a 4 bar. Propuesta de Orden vs CNMC.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

En consecuencia, la demanda convencional considerada en la propuesta de Orden es entre un 1,7% y un 2,3% superior a la considerada por esta Comisión, tal y como se observa en el Gráfico 7.

Gráfico 7. Demanda convencional conectada. Propuesta de Orden vs CNMC.



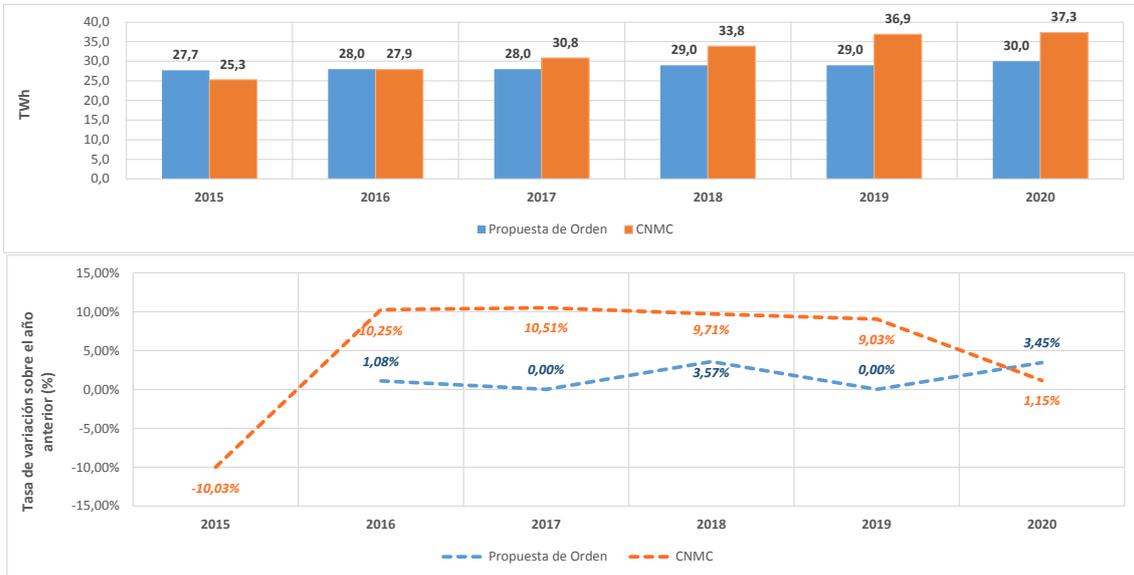
Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Almacenamientos Subterráneos

En relación con la capacidad de los almacenamientos subterráneos contratada por los agentes, en la propuesta de Orden se estima que dicha la capacidad será en 2020 un 8,3% superior a la de 2015.

Dicha previsión es inferior a la considerada por esta Comisión, sobre todo a partir del año 2017, que tiene en cuenta la entrada en funcionamiento de capacidad adicional en los almacenamientos de Marismas y Yela, como se ha señalado anteriormente.

Gráfico 8. Capacidad de los AA.SS. contratada por los agentes.

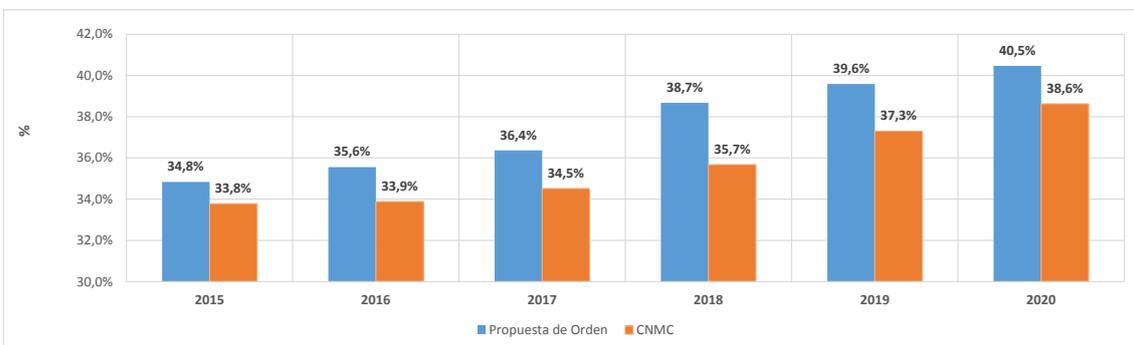


Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Reparto GN - GNL

En el Gráfico 9 se comparan los porcentajes de la demanda abastecida mediante GNL considerados en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden y por esta Comisión para el horizonte de previsión. Se observa que el porcentaje de demanda abastecido mediante GNL considerado en la propuesta de Orden es superior al previsto por esta Comisión, si bien la hipótesis utilizada en ambos casos es la misma: mantenimiento de las entradas de GN, en los valores previsto para 2015, en la propuesta de Orden (203 TWh), y en el valor registrado en 2014, en el escenario elaborado por esta Comisión (204 TWh).

Gráfico 9. Porcentaje de la demanda total abastecida mediante GNL.



Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

4.2. Sobre la evolución de los ingresos

La propuesta de Orden no realiza una determinación de los ingresos de forma coherente con el esquema que anualmente se utiliza para determinar las variaciones de los peajes y cánones, ni con las previsiones establecidas en la Ley 18/2014:

Al respecto se indica que, en primer lugar, el artículo 59.5 establece que “*Los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista*”.

En segundo lugar, el artículo 61 establece en relación con los desajustes temporales entre ingresos y costes:

- Los sujetos del sistema de liquidación tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación definitiva, durante los cinco años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.
- Si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase una cantidad positiva, esta cantidad se destinará a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a las referidas a las posteriores al año 2014 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014.

En tercer lugar, cabe destacar que el párrafo segundo del artículo 61.3 establece que “*En todo caso, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja*”.

Finalmente, el artículo 66.b establece el procedimiento de imputación del desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010. Dicha cantidad se debe repercutir de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción.

No obstante, en la propuesta de Orden los ingresos no son el resultado de aplicar los peajes y cánones resultantes de las anteriores consideraciones, a las variables de facturación previstas, sino que se vinculan a la evolución de la demanda, olvidándose por tanto del impacto de la previsible variación del término fijo sobre los ingresos, o estableciéndose otras hipótesis que no se justifican.

Así, por ejemplo, los ingresos de regasificación, descarga de GNL y almacenamiento de GNL se calculan considerando que un 75% de la variación de la demanda asociada se traduce en variación de ingresos, no justificándose el valor considerado, si bien, como se ha señalado anteriormente, la facturación

del término fijo del peaje de regasificación representa el 89% de los ingresos de dicho peaje.

Esta Comisión considera que los ingresos previstos para cada uno de los años del horizonte de previsión deberían ser el resultado de aplicar las consideraciones establecidas en la Ley 18/2014, lo que implica determinar los peajes y cánones de cada uno de los años del horizonte de previsión, y aplicar los mismos a las variables de facturación previstas.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se ha procedido a estimar los ingresos resultantes para el escenario de previsión considerado las siguientes hipótesis:

En primer lugar, para la determinación de los ingresos resultantes para el año 2015, se han aplicado los peajes establecidos en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Para los años posteriores se ha considerado lo siguiente:

- Hasta 2018, los términos del peaje temporal de materia prima se han calculado aplicando lo establecido en la disposición transitoria tercera de la Orden IET/2445/2014. A partir del 2019 se han considerado los peajes generales.
- En aplicación de lo establecido en el artículo 66 de la Ley 18/2014, entre 2015 y 2019 se ha distribuido el coste del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010, previsto en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden entre la demanda prevista para cada año.
- Los peajes aplicables a los consumidores conectados a plantas satélite se han calculado aplicando los coeficientes “C” establecidos en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/2445/2014, adicionándoles, posteriormente, el recargo asociado al Laudo.
- Se ha considerado como mejor previsión del saldo asociado a la venta de condesado el promedio del saldo registrado en 2013 y 2014.
- Se ha procedido a ajustar los ingresos como consecuencia de la contratación a corto plazo que realizan los comercializadores y consumidores finales de los peajes de transporte y distribución y regasificación. Para ello, se ha incluido el ajuste necesario en los ingresos de largo plazo para reflejar el impacto de la facturación de los contratos de corto plazo, teniendo la información de los años 2013 y 2014.
- No se han considerado ingresos asociados al desbalance de GNL en planta, ingresos por desbalances en plantas, AOC y EO, ingresos liquidables gas talón e ingresos liquidables por subastas.

- Para cada año, se ha calculado el incremento de peajes necesario para dar cumplimiento al principio de sostenibilidad establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, teniendo en cuenta que no son posibles reducciones de peajes y cánones mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, es decir, mientras se devengue la anualidad para la financiación del desajuste correspondiente al ejercicio 2014 o posteriores.

Teniendo en cuenta el objeto de la propuesta de Orden y la ausencia de una metodología de asignación a la fecha de elaboración del presente informe, se ha considerado un incremento homotético para todos los peajes y cánones. No obstante, se debe tener en cuenta que los peajes del grupo 3 vienen determinados tanto por el citado incremento homotético como por la variación de la anualidad destinada al pago del laudo.

Para calcular dicho incremento de peajes se ha considerado la previsión de costes que figura en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, si bien se han ajustado los costes asociados al RCS, los costes variables de regasificación, los asociados a la Tasa sobre hidrocarburos gaseosos y la retribución de la actividad de distribución al escenario de demanda considerado por esta Comisión⁸.

En el Gráfico 10, se muestran los ingresos previstos para el periodo de previsión, así como el incremento de peajes aplicado a cada año resultado de las consideraciones anteriores.

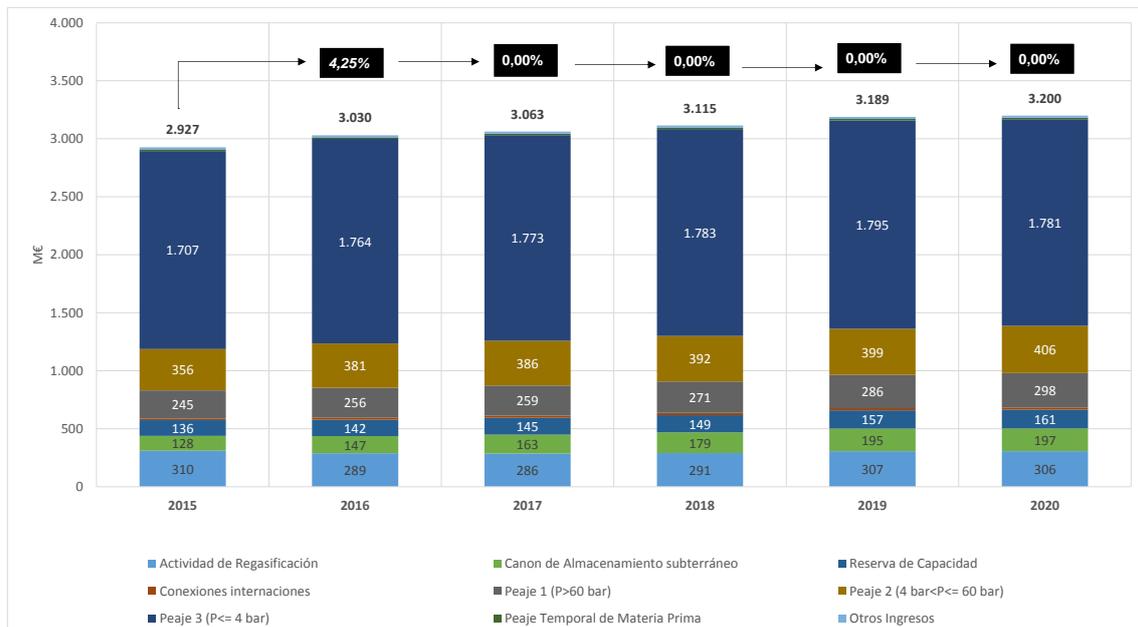
En el Anexo I se recogen, con mayor detalle, las previsiones de las variables de facturación, términos de facturación y facturación del escenario de la CNMC para el horizonte de previsión (2015-2020).

Atendiendo al escenario de costes de la Orden y en el escenario previsto por esta Comisión, se estima que el ejercicio 2016 sería insuficiente y podría requerir un moderado incremento de peajes. En ese caso, no serían necesarios incrementos adicionales de los peajes y cánones en los años siguientes, produciéndose superávit de las actividades reguladas, que se destinarían a la amortización anticipada del déficit de las actividades reguladas del ejercicio 2014.

⁸ Adicionalmente se ha corregido la errata detectada, tanto en la propuesta de Orden, como en la memoria que acompaña a la misma en relación con la retribución del GTS. En particular, se considerado como retribución del GTS para 2015 la cantidad de 11.561.060 €, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 de la Orden IET/2445/2014, en lugar de los 30 M€ que figuran en la propuesta de Orden.

En cualquier caso, se hace constar la dificultad de las predicciones de demanda de gas a largo plazo por factores tales como la variabilidad de los consumos por la climatología, el efecto de la renta o de la eficiencia energética sobre la demanda, la actividad de recarga de buques en función de precios y demanda internacionales o la incertidumbre del impacto de la modificación de la retribución de la distribución gasista sobre la captación de clientes.

Gráfico 10. Ingresos por peajes y cánones previstos bajo el escenario de la CNMC, e incremento de peajes y cánones aplicado. 2015 - 2020



Fuente: CNMC

En el Cuadro 8 se muestra, de forma detallada, información sobre los ingresos previstos, resultado de las anteriores consideraciones.

Cuadro 8. Ingresos por peajes y cánones previstos bajo el escenario de la CNMC. 2015-2020

miles de €								Tasa de variación sobre el año anterior					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Regasificación	357.352	310.119	289.047	286.447	290.554	307.064	306.104	-13,2%	-6,8%	-0,9%	1,4%	5,7%	-0,3%
Peaje de regasificación	98.645	98.217	104.092	109.836	118.317	136.215	145.830	-0,4%	6,0%	5,5%	7,7%	15,1%	7,1%
Peaje de descarga de buques	15.813	14.203	13.433	13.463	13.796	15.007	15.554	-10,2%	-5,4%	0,2%	2,5%	8,8%	3,6%
Peaje de carga de cisternas	16.114	17.122	16.832	17.005	17.181	17.359	17.550	6,3%	-1,7%	1,0%	1,0%	1,0%	1,1%
Trasvase de GNL a buques	103.390	91.971	60.992	51.844	44.067	37.457	31.838	-11,0%	-33,7%	-15,0%	-15,0%	-15,0%	-15,0%
Puesta en frío	2.120	1.426	2.811	2.530	2.277	2.050	1.845	-32,7%	97,1%	-10,0%	-10,0%	-10,0%	-10,0%
Canon de almacenamiento GNL	121.269	87.179	90.887	91.769	94.916	98.977	93.487	-28,1%	4,3%	1,0%	3,4%	4,3%	-5,5%
Almacenamiento subterráneo	141.105	128.141	147.276	162.753	178.552	194.674	196.912	-9,2%	14,9%	10,5%	9,7%	9,0%	1,1%
Transporte y Distribución	2.332.790	2.470.319	2.576.556	2.596.196	2.628.485	2.670.030	2.679.654	5,9%	4,3%	0,8%	1,2%	1,6%	0,4%
Entrada a la red de transporte	132.945	135.564	142.094	144.684	148.508	156.578	160.913	2,0%	4,8%	1,8%	2,6%	5,4%	2,8%
Por conexiones internaciones	16.537	12.849	19.104	19.104	19.104	19.104	19.104	-22,3%	48,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Salida nacional	2.183.309	2.321.906	2.415.357	2.432.407	2.460.873	2.494.348	2.499.636	6,3%	4,0%	0,7%	1,2%	1,4%	0,2%
Peaje 1 (P>60 bar)	262.737	244.798	256.471	259.411	271.354	285.946	297.513	-6,8%	4,8%	1,1%	4,6%	5,4%	4,0%
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	99.091	103.345	109.303	110.539	111.972	113.714	115.671	4,3%	5,8%	1,1%	1,3%	1,6%	1,7%
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	253.918	252.860	271.889	275.690	280.095	285.131	290.828	-0,4%	7,5%	1,4%	1,6%	1,8%	2,0%
Peaje 3 (P<= 4 bar)	1.555.508	1.706.944	1.763.745	1.772.652	1.783.159	1.795.065	1.781.293	9,7%	3,3%	0,5%	0,6%	0,7%	-0,8%
Peaje PS (P<= 4 bar)	12.055	13.959	13.949	14.114	14.293	14.493	14.331	15,8%	-0,1%	1,2%	1,3%	1,4%	-1,1%
Total Ingresos	2.831.247	2.908.579	3.012.879	3.045.396	3.097.592	3.171.769	3.182.670	2,7%	3,6%	1,1%	1,7%	2,4%	0,3%
Otros Ingresos	19.256	18.153	17.481	17.481	17.481	17.481	17.481	-5,7%	-3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ingresos CP	18.240	17.137	16.327	16.327	16.327	16.327	16.327	-6,0%	-4,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Desbalance GNL en Planta	-	-	-	-	-	-	-						
Ingresos venta de Condesados	1.016	1.016	1.154	1.154	1.154	1.154	1.154	0,0%	13,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ingresos por desbalances en Plantas, AOC y EO	-	-	-	-	-	-	-						
Ingresos liquidables gas talón	-	-	-	-	-	-	-						
Ingresos liquidables por subastas	-	-	-	-	-	-	-						
Ajuste resultados anteriores CNE	-	-	-	-	-	-	-						
Ejecución de sentencias	-	-	-	-	-	-	-						
Total Ingresos Peajes y cánones	2.850.503	2.926.732	3.030.360	3.062.876	3.115.072	3.189.249	3.200.150	2,7%	3,5%	1,1%	1,7%	2,4%	0,3%

Fuente: CNMC

A efectos de valorar el escenario de ingresos de la propuesta de Orden, en el Gráfico 11 se muestran los ingresos previstos por la CNMC para el periodo de previsión en el caso de considerar que no hay incrementos de peajes y cánones durante el periodo⁹ y los considerados en la propuesta de Orden, así como la diferencia entre ambos escenarios.

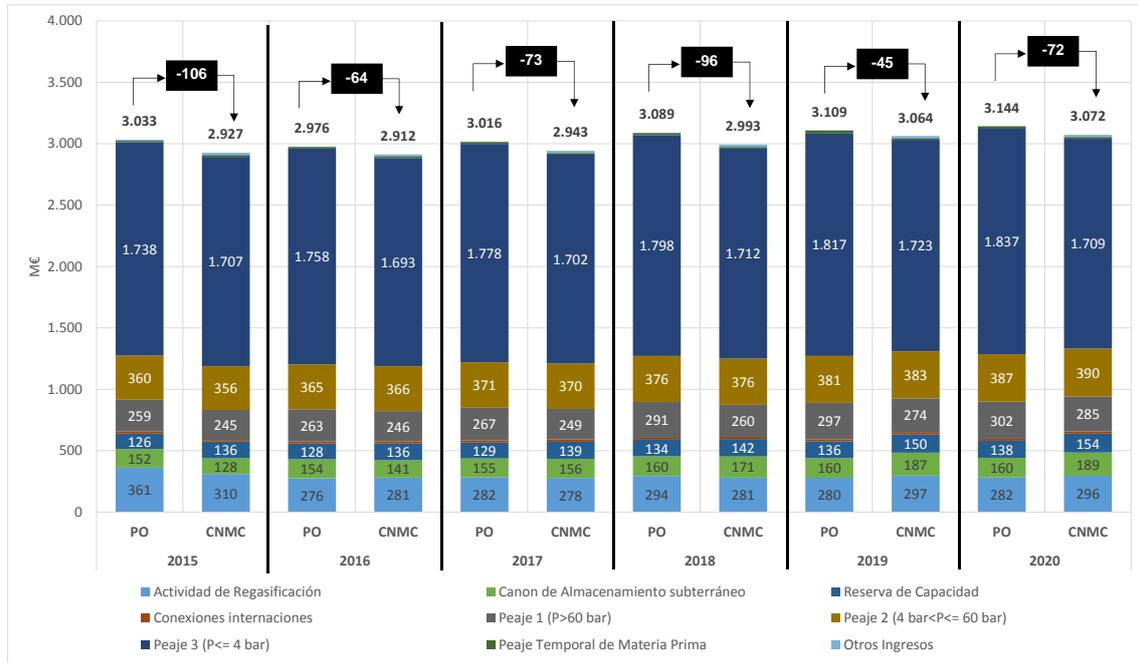
Se observa que, los ingresos previstos por esa Comisión son inferiores a los ingresos previstos en la propuesta de Orden durante todo el periodo, registrándose la diferencia más relevante en el ejercicio 2015.

En particular, en el ejercicio 2015 los ingresos previstos por esta Comisión son 106 M€ inferiores a los considerados en la propuesta de Orden, consecuencia de una menor previsión de ingresos en todos los peajes, con la excepción del peaje de reserva de capacidad, peaje temporal de materia prima y otros ingresos.

Para los ejercicios 2016-2020 los ingresos previstos por esta Comisión son entre 45 M€ y 96 M€ inferiores a los considerados en la propuesta de Orden, consecuencia de una menor previsión de ingresos del grupo 3 y del grupo 1, parcialmente compensado por una mayor previsión de facturación en la actividad de regasificación a partir de 2019 y del canon de almacenamiento subterráneo a partir del 2017.

⁹ Se aplican durante todo el periodo de previsión los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2445/2014, con la excepción del peaje de materia prima, para el que se aplica lo establecido en la disposición transitoria tercera de dicha Orden, y el peaje del grupo 3, que se modifica a efectos de incorporar el recargo destinado a la recuperación del coste del laudo.

Gráfico 11. Ingresos por peajes y cánones considerados en la propuesta de Orden y previstos por la CNMC. 2015 – 2020



Fuente: CNMC

4.3. Sobre la evolución de los costes

La Propuesta de Orden establece un escenario de evolución de los costes del sistema gasista asociado a su previsión de demanda y de acuerdo con las siguientes hipótesis sobre costes recogidas en la memoria que acompaña a la Propuesta de Orden:

1. Con carácter general, se utilizan las fórmulas y valores unitarios incluidos en la Ley 18/2014 con las siguientes modificaciones previstas en el Proyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.
 - a. La tasa de retribución financiera para el cálculo de la Retribución por Disponibilidad (RD) de los activos de transporte, AASS y regasificación es 5,09%.
 - b. Los retribución devengada entre 2012 y 2014 por los almacenamientos subterráneos no incluidos en el régimen retributivo (Marismas, Yela y Castor) se consideran parte del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014

2. En la retribución de la actividad de transporte, se estima un incremento anual de la retribución por nuevas inversiones de aproximadamente 5 Millones de €/año, lo que supone, según la Propuesta *“un valor de inversión anual aproximado de 50 Millones de € en activos con un periodo de amortización de 40 años y con unos OPEX que representan el 25% de la retribución de la inversión”*.

Además, se considera que el consumo de gas de operación se mantiene en los niveles actuales y con un precio estimado de 28 €/MWh.

3. En la retribución de la actividad de regasificación, se estima que las dos plantas de regasificación de Canarias entran en funcionamiento el 1 de enero de 2018. El coste de inversión de cada planta se estima en 276 Millones de € y sus retribución por O&M en 11 Millones de €/año.

Igual que en el caso del transporte, se considera que el consumo de gas de operación se mantiene en los niveles actuales y con un precio estimado de 28 €/MWh.

4. En la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo, se adicionan las cantidades resultantes de aplicar lo dispuesto en el Real Decreto-ley 13/2014 sobre los derechos de cobro con cargo al sistema gasista asociados a la hibernación de Castor.
5. En la retribución de la actividad de distribución se estima que el 50% de los nuevos consumidores de cada año pertenecen a municipios con nueva gasificación. Asimismo, a partir de 2016, se realiza una minoración de 20 Millones de €/año, debido a un ajuste en 2014 por menor demanda real de la prevista en la Orden IET/2445/2014.

Además se adiciona un pago de 5 millones de €/año hasta 2017 por las cantidades pendientes de abonar por retribución específica de distribución ya adjudicada.

6. En relación con otros costes del Sistema, la Propuesta considera:
 - a. 30 Millones de €/año en concepto de Retribución del GTS
 - b. 2 Millones de €/año en concepto de Retribución del Operador del Mercado
 - c. La Tasa de la CNMC/MINETUR es el 0,14% de los ingresos.
 - d. El tipo de interés a las cantidades asociadas al Laudo de Sagane es un 1,25%
 - e. El déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 1.123 Millones de € teniendo en cuenta las retribuciones pendientes de reconocer. El tipo de interés a aplicar por financiarlo es del 2,4%.

Se considera que las hipótesis adoptadas por la Propuesta permiten establecer una referencia de evolución de costes que, en todo caso, tal y como indica la Memoria “se irán concretando en cada uno de los ejercicios” y “no puede, por tanto, tomarse como válidas las hipótesis adoptadas en la presente orden en cada orden de peajes y retribuciones”. De hecho, se coincide con la percepción de la Propuesta cuando indica que “las estimaciones adoptadas están sujetas a un elevado grado de incertidumbre que se reducirá a medida que el horizonte temporal sea menor”.

Por tanto, en línea con lo anterior, se considera que lo relevante en este tipo de previsiones es poner de manifiesto las tendencias de comportamiento en la sostenibilidad económica del sistema, más que determinar el valor exacto a futuro.

Tomando el escenario de demanda previsto en el epígrafe 5.1 junto con las hipótesis del MINETUR y la información disponible en la CNMC, la previsión de evolución de los costes del Sistema Gasista entre 2015 y 2020 es la siguiente:

Cuadro 9. Previsión de la CNMC de la evolución costes 2015-2020

Millones de €	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Regasificación	467	446	419	414	467	460
Almacenamiento Subterráneo	120	205	208	208	209	201
Transporte	831	820	812	797	787	770
Distribución	1.390	1.387	1.393	1.396	1.405	1.416
Gas de Operación	53	43	36	31	31	31
Gestión Técnica del Sistema	12	30	30	30	30	30
Operador del Mercado de Gas	2	2	2	2	2	2
Otros (Coste Subastas)	-	-	-	-	-	-
Anualidad Déficit Acumulado a 31/12/2014		93	89	87	78	62
Anualidad Laudo de París	35	34	34	35	34	-
Desjustes Temporales 2015-2020 según art. 61 RD- ley 8/2014	-	-	-	-	-	-
Medidas de gestión de la demanda	-	-	-	-	-	-
Tasa Minetur/ CNMC	4	4	4	4	4	4
TOTAL COSTES	2.913	3.065	3.027	3.004	3.048	2.977

Fuente: CNMC y propuesta de Orden

En relación con esta previsión, se deben realizar las siguientes indicaciones:

1. El déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, se ha elaborado considerando la última información disponible en la CNMC (datos de la Liquidación Provisional 14 del año 2014, últimas propuestas y Resoluciones firmadas de Inclusión en el Régimen Retributivo, y Propuestas de la CNMC de Coste de O&M para AASS), resultando las siguientes diferencias:

Cuadro 10. Comparación del Déficit acumulado a 31 diciembre 2014 previsto por CNMC y MINETUR

En Millones de €	CNMC	MINETUR	diferencia	
			€	%
Acumulado a 31 de diciembre de 2013 (LIQ 14/2013)	326,3	326,3	0,0	0%
Deficit provisional Ejercicio 2014 (LIQ 14/2014)	212,6	80,0	132,6	166%
Acumulado a 31 de diciembre de 2014 (LIQ 14/2014)	538,8	406,3	132,6	33%
Importes por Resolución a incluir en LIQ 15/2014	-0,1		-0,1	-
Deficit en el Sistema de Liquidaciones	538,8	406,3	132	33%
Regasificación	12,5	116,0	-103,5	-89%
AASS	454,9	466,0	-11,1	-2%
Transporte	15,8	135,0	-119,2	-88%
Retribuciones Pendientes de Incluir Regimen Retributivo	483	717	-234	-33%
Previsión Deficit Acumulado a 31 diciembre 2014	1.022	1.123	-101	-9%

Fuente: CNMC y propuesta de Orden

La diferencia entre ambas previsiones, de aproximadamente 100 millones de €, se debe a que en la Propuesta asume para la regasificación unos costes pendientes muy superiores a los estimados por esta Comisión, puesto que sólo faltan por incluir en el sistema retributivo la retribución por O&M de la hibernación de la Planta de El Musel (aprox. 9,3 millones de €) y la retribución financiera del gas de nivel mínimo de llenado de ciertos tanques de GNL (aprox. 3,1 millones €).

El resto de diferencias se generan por el momento de cálculo de ambas previsiones, mientras que durante la elaboración la Propuesta había un número significativo de Resoluciones de Inclusión pendientes de firmarse, el cálculo de esta Comisión se ha hecho con posterioridad y disponiendo del Déficit Provisional de la Liquidación 14/2014.

- Para determinar los costes asociados a nuevas inversiones en transporte, esta Comisión ha considerado el coste de inversión a valores unitarios (aprox. 89 millones de €) de las instalaciones previstas poner en servicio en 2015 según la información facilitada por que los Transportistas con motivo de la Propuesta de la CNMC de Retribución de 2015.

Para el resto de años, se ha tenido en cuenta el coste de inversión a valores unitarios (aproximadamente 128 Millones de €) asociado a todos aquellos gasoductos recogidos en la Planificación 2008-2016 pendientes de ponerse en servicio que no fueron reclasificados por la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, con categoría R¹⁰, así como un

¹⁰ Según la Orden ITC/2906/2010, son las infraestructuras recogidas en la Planificación 2008/16 cuya necesidad no se justifica pero que serán reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación

importe de 7 millones de €/año para instalaciones complementarias o imprevistos.

3. Para determinar los costes asociados a nuevas inversiones en regasificación, la retribución por operación y mantenimiento se ha considerado a valores estándar.
4. Para determinar los costes asociados a nuevas inversiones en almacenamiento, esta Comisión también ha considerado gas colchón del AASS de Yela pendiente de inyección, valorándolo a un precio estimado de 28 €/MWh.
5. En el caso de la retribución de la distribución se ha determinado a partir de los datos definitivos de 2014 (liquidación 14/2014), por lo que no es necesario realizar el ajuste de 20 millones año que realiza la Propuesta.
6. En relación con la retribución del GTS, se ha corregido la errata detectada, tanto en la propuesta de Orden, como en la memoria que acompaña a la misma en relación con la retribución del GTS. En particular, se considerado como retribución del GTS para 2015 la cantidad de 11.561.060 €, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 de la Orden IET/2445/2014, en lugar de los 30 M€ que figuran en la propuesta de Orden.
7. Respecto a las anualidades para la financiación del déficit cabe señalar que, por una parte, la anualidad correspondiente al déficit 2014 incluida en la previsión de costes de la propuesta de Orden no considera en su cálculo el impacto de los desajustes positivos resultantes en el horizonte de previsión y, por otra parte, no se ha incluido la anualidad a que daría lugar el desajuste del ejercicio 2016 (véase epígrafe **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Comparando los escenarios de costes de la CNMC y de la Propuesta, se observa que no hay diferencias significativas en las tendencias de evolución de los costes.

Cuadro 11. Comparación del evolución costes sistema gasista previstos por CNMC y MINETUR

Millones de €	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Previsión CNMC	2.913	3.065	3.027	3.004	3.048	2.977
Previsión Propuesta Orden	2.918	3.048	3.014	3.087	3.075	3.034

De hecho, la mayor discrepancia se da en el año 2018, donde existe un incremento de coste en las previsiones de la Propuesta frente a una reducción por parte de esta Comisión. Esta diferencia es debido a un error en la referenciación temporal de los cálculos de la Propuesta, ya que considera que la retribución por inversión de las Plantas de Regasificación de las Islas Canaria (prevista poner en servicio en 2018) empieza a pagarse en 2018, cuando debería haberlo hecho en 2019.

4.4. Sobre la sostenibilidad del sistema

La Ley 18/2014 establece en su artículo 59 que las actuaciones de las Administraciones Públicas y los sujetos que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera, entendido como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo. Adicionalmente, dicho artículo establece que los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista.

Lo anterior implica que los ejercicios tarifarios tienen que ser ejercicios equilibrados, en los que ingresos por peajes y cánones deben ser suficientes para hacer frente a los costes reconocidos del sistema. No obstante, al ser el ejercicio tarifario un ejercicio de previsión, pueden aparecer déficit y/o superávit cuya regulación se plasma en el artículo 61 de la Ley.

No obstante, la exposición de motivos de la propuesta de Orden indica que *“La conclusión del presente ejercicio es que en el periodo estimado, se alcanza la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista sin ser necesario un incremento de peajes. El déficit coyuntural que se estima puede aparecer en el año 2016 se ve compensado por el superávit previsto del año 2015”*.

Al respecto, cabría plantearse si la propuesta de Orden cumple con el principio de sostenibilidad económica y financiera establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, en la medida en que no se presenta un presupuesto equilibrado para ninguno de los años del periodo de previsión. Así, el ejercicio 2016 presenta un déficit de las actividades reguladas de 72 M€, mientras que el resto de

ejercicios presenta un superávit de ingresos comprendido entre 1 M€ y 109 M€, según se recoge en el Anexo I de la propuesta de Orden.

Adicionalmente, cabría plantearse si la propuesta de Orden cumple con el artículo 61 de la Ley 18/2014, en la medida en que no se especifica el destino de los superávits registrados entre 2016 y 2020.

Esta Comisión considera que deberían ajustarse los ingresos por peajes y cánones de la propuesta de Orden, a efectos de cumplir con el criterio de sostenibilidad establecido en la Ley.

No obstante lo anterior, en la medida que la Ley 18/2014 establece que no se podrán reducir los peajes y cánones en tanto existan anualidades pendientes de desajuste de ejercicios anteriores, es posible que la proyección contemple ejercicios con superávit, en cuyo caso deberá recogerse el destino de dichos superávits.

En este sentido, se considera que el previsible superávit del ejercicio 2015 (116 M€ según la propuesta de Orden y 27 M€ según el escenario de demanda de la CNMC) debería destinarse a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a las posteriores al año 2014 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, aspecto no contemplado en la propuesta de Orden.

Al respecto se indica que, el previsible superávit correspondiente al ejercicio 2015 no se conocerá hasta la liquidación definitiva de 2015, que, de acuerdo con el proyecto de Ley actualmente en tramitación, deberá ser realizada con anterioridad al día 1 de diciembre del 2016, por lo que se podrá imputar al año 2017 e irá destinado a la minoración del déficit correspondiente al ejercicio 2014, ya que en ese momento no será conocido el desajuste del ejercicio 2016.

4.5. Análisis de sensibilidad de los escenarios planteados.

Teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural, especialmente importante en un horizonte de previsión a seis años vista, se han realizado dos ejercicios de sensibilidad.

Por una parte, se ha analizado la sensibilidad del déficit/superávit de 2015 ante comportamientos no previstos de las variables de facturación y, por otra parte, se ha analizado el impacto sobre la evolución de los costes y de los ingresos, de escenarios alternativos de previsión para todo el horizonte de previsión.

Análisis de sensibilidad del ejercicio 2015

Se han analizado el impacto de los ingresos y los costes ante las siguientes variables de facturación:

- (i) Impacto de la temperatura sobre los ingresos de los consumidores conectados a presión igual o inferior a 4 bar (Grupo 3).
- (ii) Impacto de modificaciones del factor de carga de los peajes de T&D, regasificación y carga en cisternas.
- (iii) Impacto de la utilización de la capacidad contratada de los peajes anteriormente referidos.
- (iv) Impacto de comportamientos diferentes a los previstos en la actividad de trasvase de GNL a buque.
- (v) Impacto de las modificaciones en el volumen de GNL almacenado
- (vi) Sensibilidad al porcentaje GN / GNL previsto.

Para cada una de las anteriores variables se han definido dos escenarios de previsión alternativos, que representan el escenario de evolución más favorable y más desfavorable de las variables de previsión, confeccionados utilizando la información de las variables asociadas entre los ejercicios 2005 y 2014, que se detallan en la siguiente tabla:

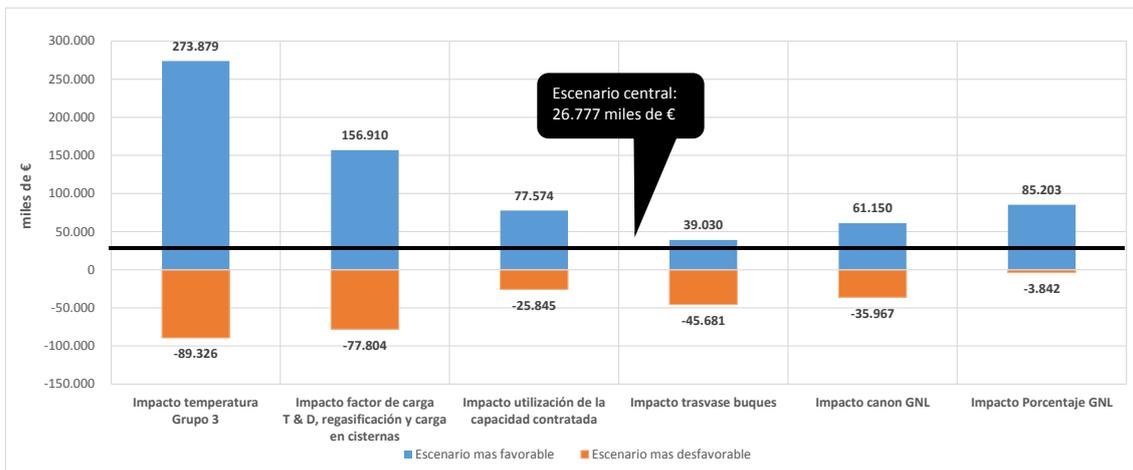
	Denominación del escenario	Variable modificada	Procedimiento utilizado para determinar la variable	
			Escenario más favorable	Escenario más desfavorable
1	Impacto temperatura Grupo 3	Consumo medio peajes 3.1 a 3.5	Consumo medio (kWh/cliente) más elevado entre 2005 y 2014	Consumo medio (kWh/cliente) más bajo entre 2005 y 2014
2	Impacto factor de carga	Factor de carga de los peajes de T&D, regasificación y carga en cisternas	Mínimo factor de carga por peaje/canon entre 2005 y 2014.	Factor de carga más elevado por peaje/canon entre 2005 y 2014.
3	Impacto utilización de la capacidad contratada	Utilización de la capacidad contratada de los peajes de T&D, regasificación y carga en cisternas	Utilización de la capacidad contrata más elevada registrada entre 2005 y 2014	Utilización de la capacidad contrata más baja registrada entre 2005 y 2014
4	Impacto trasvase GNL a buque	Nº de operaciones de trasvase de GNL a buque / puesta en frío.	Mayor número de operaciones registradas entre 2011 y 2014	Menor número de operaciones registradas entre 2011 y 2014
5	Impacto canon GNL	Número de días de almacenamiento de GNL sobre la capacidad contratada de regasificación	Número de días de almacenamiento de GNL más elevado registrado entre 2009 y 2014	Número de días de almacenamiento de GNL más bajo registrado entre 2009 y 2014
6	Impacto GNL porcentaje	Volumen de la demanda abastecido por GN	Volumen abastecido por GN más bajo	Suma de los volúmenes mensuales

			registrado entre 2005 y 2014.	máximos abastecido por GN registrados entre 2005 y 2014.
--	--	--	-------------------------------	--

En el cálculo del impacto de la modificación de las citadas variables de previsión se ha tenido en cuenta tanto los impactos directos como los indirectos sobre los costes y los ingresos del año 2015, sin tener en cuenta el impacto que la modificación del déficit/superávit de 2015 tendría sobre ejercicios posteriores.

En el Gráfico 12 se presenta el déficit/superávit previsto para el ejercicio 2015, resultante de los escenarios de sensibilidad anteriormente descritos.

Gráfico 12. Déficit/Superávit previsto para el ejercicio 2015, resultante de considerar modificaciones en variables de previsión.



Fuente: CNMC

Se observa que la variable que tiene un mayor impacto sobre el déficit de las actividades reguladas es la sensibilidad de la demanda de grupo 3 a la temperatura, seguida del factor de carga de los peajes de T&D, regasificación y carga en cisternas. Así, si el 2015 fuera extremadamente frío, podría producirse un superávit 247 M€ superior al previsto, si bien un año extremadamente caluroso podría suponer la aparición de un déficit de las actividades reguladas de 89 M€.

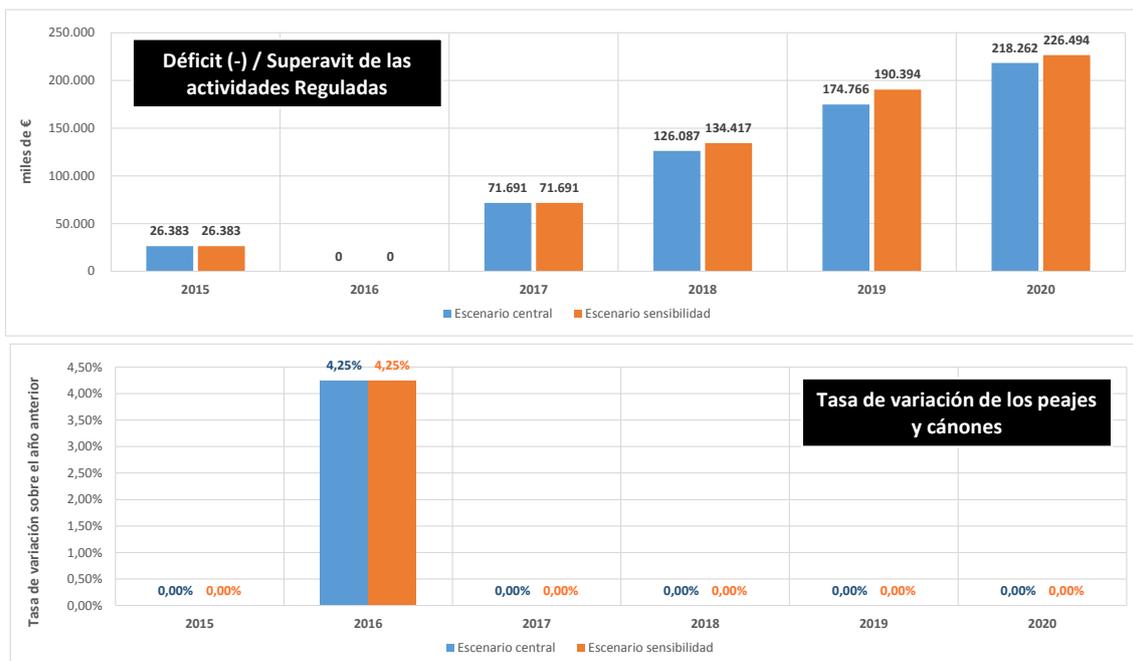
Durante los últimos años, los agentes han modificado su comportamiento almacenado más GNL en las plantas de regasificación (el volumen de GNL almacenado en 2015 fue un 66% superior al registrado en 2012) y realizando un mayor número de operaciones de trasvase de GNL a buque (64 en 2014 frente a las 32 de 2013). En el caso más desfavorable, la modificación de dichos comportamientos podría suponer la aparición de un déficit de las actividades reguladas de 82 M€ (46 M€ por disminución de operaciones de trasvase y 36 M€ por disminución del volumen de GNL almacenado).

Análisis de sensibilidad 2015-2020

Por otra parte, se ha analizado el impacto sobre la evolución de los costes y de los ingresos de cuatro escenarios alternativos de previsión para todo el horizonte.

En primer lugar, se ha analizado el impacto tanto sobre el déficit/superávit de cada ejercicio, como sobre los incrementos de peajes a aplicar, de un retraso en la puesta en marcha de la planta de GNL en Tenerife hasta julio de 2019 y de la de Las Palmas más allá del 31 de diciembre de 2020. Un retraso en la puesta en funcionamiento de dichas plantas incrementaría el superávit de ingresos del sistema entre 2018 y 2020 entre 8 M€ y 16 M€, tal y como se detalla en el Gráfico 13.

Gráfico 13. Análisis de Sensibilidad al retraso en la puesta en marcha de las plantas GNL en el archipiélago Canario.



Fuente: CNMC

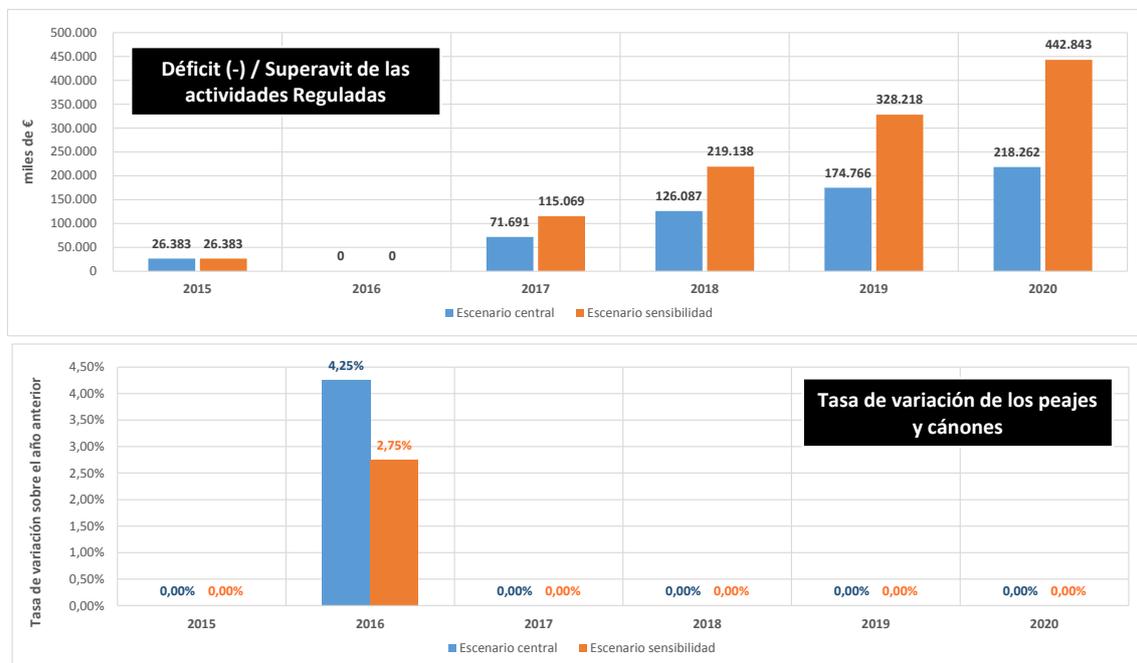
En segundo lugar, se ha analizado el impacto de un incremento en la captación de nuevos consumidores. En particular, se ha considerado que, a partir del 2016, se instalan redes de distribución que permiten abastecer a 933.000 nuevos clientes anualmente, de los cuales un porcentaje variable, desde el 35% en 2016 hasta el 47% en 2020, contratan gas natural.

Adicionalmente, se ha considerado que el 75% del incremento de clientes se corresponde a nuevos municipios en lugar del 50% considerado en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden. El incremento de los consumidores se

ha distribuido por peaje de acceso, considerando que se incrementa en mayor medida los consumidores que se acogen a los peajes 3.3 y 3.4.

En el Gráfico 14 se muestra el déficit/superávit que resulta para cada ejercicio de considerar las hipótesis anteriores. Cabe señalar que, como consecuencia del incremento de los ingresos derivado de la incorporación de nuevos clientes en el ejercicio 2016 el aumento de los peajes necesario para asegurar la suficiencia sería del 2,75% (en lugar del 4,75% que resulta en el escenario central). Asimismo, cabe señalar que a partir de 2016 se registrarían mayores superávits como consecuencia del incremento de los ingresos y la reducción de las anualidades destinada a la recuperación del déficit del 2014.

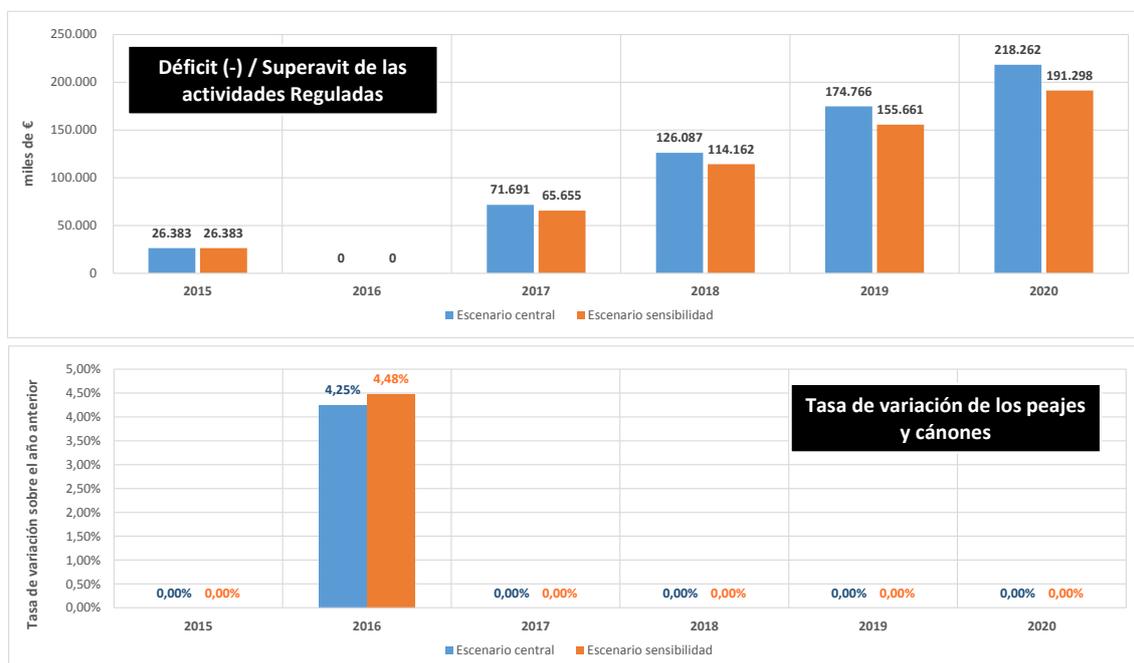
Gráfico 14. Análisis de Sensibilidad al incremento en la captación de clientes domésticos en nuevos municipios.



Fuente: CNMC

En tercer lugar, se ha analizado el impacto de una reducción de la demanda de gas natural de los ciclos combinados situados en la península y baleares del 4% anual entre 2016 y 2020. Bajo este escenario sería necesario incrementar los peajes un 4,48% en 2016, para alcanzar la suficiencia y se reducirían los superávits registrados entre 2017 y 2020.

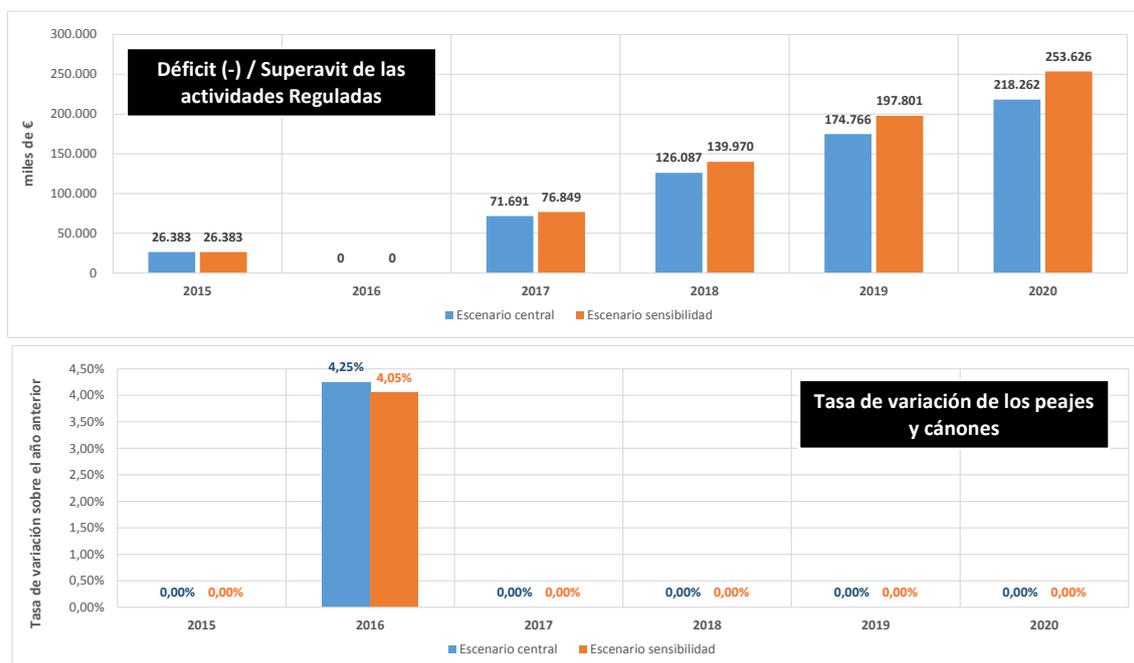
Gráfico 15. Análisis de Sensibilidad a la demanda de los ciclos combinados.



Fuente: CNMC

Finalmente, se ha analizado el impacto de un incremento de la demanda de consumidores industriales, que en lugar de situarse entre el 1% y el 2%, se situará entre el 2% y el 4,5%, coherente un mayor incremento del PIB durante el horizonte de previsión. Bajo este escenario de previsión el incremento de peajes a aplicar en 2016 sería del 4,05%, siendo el superávit de las actividades reguladas entre 5 M€ y 35 M€ superior.

Gráfico 16. Análisis de Sensibilidad a la demanda de los ciclos combinados.



Fuente: CNMC

5. Otras consideraciones

5.1. Sobre el procedimiento de imputación del Laudo

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

En aplicación de lo anterior, la Orden IET/2445/2014 incremento el término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución en 0,047353 c€/kWh.

Cabe señalar que, en aplicación de lo establecido en la Disposición Transitoria segunda de la citada Orden, el término de conducción de los consumidores conectados a planta satélite se calcula multiplicando el término de conducción general por unos coeficientes que se sitúan entre el 0,324 para el peaje 3.5 y el 0,612 para el peaje 3.1.

Por tanto, el recargo incluido en los peajes aplicables a las plantas satélite será únicamente entre el 32,4% y el 61,2% del recargo aplicado a los consumidores no conectados a planta satélite, lo que implicará que el recargo aplicado sea diferente en función del tipo de consumidor considerado. Lo anterior determina que la recaudación en concepto de recargo prevista para 2015 sea de 145.601 € inferior al coste a imputar (32.758.000 €).

Esta Comisión considera que el procedimiento de cálculo utilizado en la Orden IET/2445/2014 podría vulnerar lo establecido en el Ley 18/2014, por lo se debería revisar a los efectos de garantizar que a todos los consumidores con presión igual o inferior a 4 bar se les aplica el mismo recargo. En consecuencia, sugiere modificar los peajes de transporte y distribución aplicables a estos consumidores, mediante la oportuna Orden ministerial y previo trámite de audiencia a los interesados.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, a los efectos de las proyecciones incluidas en el presente informe se ha calculado los peajes aplicables a los consumidores conectados a las plantas satélite a partir de 2016 como la suma de dos componentes: (i) El término de conducción y (ii) el recargo asociado al Laudo.

El término de conducción de este tipo de consumidores es el resultado de multiplicar los coeficientes C establecidos en la Orden IET/2445/2014 por el término de conducción de los correspondientes peajes del Grupo 3, una vez excluido el citado recargo.

ACUERDA

ÚNICO.- Comunicar a la Secretaría de Estado de Energía el presente informe preceptivo la Propuesta de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Secretaría de Estado de Energía.

**ANEXO I. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE
FACTURACIÓN, TÉRMINOS DE FACTURACIÓN Y
FACTURACIÓN DEL ESCENARIO DE LA CNMC. AÑOS
2015 A 2020**

2015

Escenario de demanda		Términos de facturación			Facturación (€)			Precio medio		
Regasificación										
1. Regasificación										
1. Regasificación	Volumen (MWh regasificados)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Nº de barcos	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo (€/buque)	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Peaje de regasificación	99.013.545	368.532		1,9612		0,0116	86.731.742	11.485.571	98.217.313	0,09920
Peaje de descarga de buques	163.214.782		211				5.541.718	8.660.848	14.202.566	0,00870
Barcelona	34.800.638		46		16.988	0,0035	778.381	1.218.022	1.996.403	0,00574
Huelva	32.452.038		43		33.978	0,0069	1.452.357	2.239.191	3.691.548	0,01138
Cartagena	22.945.524		29		33.978	0,0069	979.424	1.583.241	2.562.665	0,01117
Bilbao	23.132.015		25		16.988	0,0035	432.450	809.621	1.242.071	0,00537
Sagunto	31.318.047		44		33.978	0,0069	1.499.014	2.160.945	3.659.959	0,01169
Mugardos	18.566.521		24		16.988	0,0035	400.091	649.828	1.049.920	0,00565
Canarias	0		0		25.105	0,0050	0	0	0	0
Peaje de carga de cisternas	11.691.389	43.750		2,8806		0,0171	15.123.155	1.999.227	17.122.383	0,14645
Trasvase de GNL a buques	52.351.457		57		176.841	0,1563	10.146.101	81.825.327	91.971.428	0,17568
Puesta en frío	142.072		17		71.610	0,1563	1.204.123	222.058	1.426.181	1,00385
			GWh			Término variable c€/MWh/día			TOTAL	c€/kWh
Canon de almacenamiento GNL			2.690.713			3.2400			87.179.094	0,00324
Almacenamiento Subterráneo										
2. A.A.SS										
2. A.A.SS	Capacidad contratada MWh	MWh Inyectados	MWh Extraídos	Término fijo c€/kWh/mes	Término variable: c€/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
					Inyección	Extracción				
Canon de almacenamiento subterráneo	25.315.188	10.027.000	6.408.000	0,04110	0,02440	0,01310	124.854.506	3.286.036	128.140.542	0,77968
Transporte y Distribución										
3. Entrada al Sistema										
3. Entrada al Sistema	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh			
Reserva de Capacidad	1.041.388	303.098.676	1,084800	135.563.779	0	135.563.779	0,04473			
4. Salida Conexión Internacional										
4. Salida Conexión Internacional	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh		
Portugal	16.613	6.430.000	2,006990	3.999.147	0	3.999.147	0,06220			
Francia	73.532	514.162	1,002995	8.850.226	0	8.850.226	1,72129			
TOTAL	90.145	6.944.162		12.849.373	0	12.849.373	0,18504			
5. Consumidores Nacionales										
5. Consumidores Nacionales	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Peaje 1 (P<=60 bar)	62	479.452.091	103.397.158				167.636.450	65.229.030	232.865.480	0,22521
1.1	16	7.836.942	1.503.463	3,456000		0,084700	3.250.137	1.273.433	4.523.570	0,30088
1.2	27	82.860.298	19.268.268	3,087500		0,068200	30.699.741	13.140.959	43.840.700	0,22753
1.3	19	388.754.851	82.625.427	2,865700		0,061500	133.686.573	50.814.637	184.501.210	0,22330
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	145	157.368.827	40.105.703				67.621.044	35.724.446	103.345.489	0,25768
2.1	9	4.373	663	25,305500		0,193400	13.280	1.282	14.562	2,19676
2.2	29	291.496	61.227	6,868300		0,154300	240.250	94.474	334.723	0,54669
2.3	39	3.040.860	511.474	4,497100		0,124900	1.641.006	638.831	2.279.838	0,44574
2.4	17	4.245.268	880.615	4,121000		0,112100	2.099.370	987.170	3.086.540	0,35590
2.5	32	27.143.807	8.178.783	3,788700		0,098300	12.340.769	8.039.744	20.380.513	0,24919
2.6	19	122.643.023	30.472.942	3,484800		0,085200	51.286.369	25.962.945	77.249.314	0,25350
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	3.642	334.625.811	79.397.544				168.518.716	84.341.386	252.860.102	0,31847
2.1	761	1.556.102	134.271	25,305500		0,193400	4.725.352	259.680	4.985.031	3,71267
2.2	1.303	11.390.336	2.625.410	6,868300		0,154300	9.387.869	4.051.007	13.438.877	0,51188
2.3	988	70.255.956	12.506.535	4,497100		0,124900	37.913.767	15.620.662	53.534.429	0,42805
2.4	381	82.452.520	18.217.184	4,121000		0,112100	40.774.420	20.421.463	61.195.883	0,33592
2.5	197	138.689.625	37.173.455	3,788700		0,098300	63.054.406	36.541.506	99.595.912	0,26792
2.6	12	30.281.272	8.740.690	3,484800		0,085200	12.662.901	7.447.068	20.109.969	0,23007
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.438.339	22.781.206	67.397.807				435.943.305	1.271.000.246	1.706.943.552	2,53264
3.1	3.977.594	9.839.505	9.839.505		2,530	2,928700	120.759.750	288.169.587	408.929.337	4,15599
3.2	3.383.532	29.711.364	29.711.364		5,790	2,241300	235.087.774	665.920.792	901.008.566	3,03254
3.3	27.200	1.869.359	1.869.359		54,220	1,611700	17.697.550	26.905.047	44.602.597	2,67194
3.4	49.741	21.576.793	21.576.793		80,970	1,301200	48.330.362	280.757.237	329.087.599	1,52519
3.5	272	22.781.206	4.600.788		5,925800	0,201000	14.067.869	9.247.584	23.315.454	0,50677
Materia Prima	2	19.837.667	6.218.549		3,546900	0,056100	8.443.467	3.488.606	11.932.073	0,19188
TOTAL			296.516.763				848.162.982	1.459.783.714	2.307.946.696	0,77635
6. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite										
6. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término variable c€/kWh
Peaje 3 (P<= 4 bar)	71.438	754.438	1.055.378				3.266.449	10.693.008	13.959.457	1,32270
3.1	34.260		84.750			1,55	636.558	1.519.021	2.155.579	2,54347
3.2	35.604		312.655			3,56	1.521.356	4.309.638	5.830.994	1,86499
3.3	468		28.272			0,992807	187.489	280.690	468.179	1,65596
3.4	1.098		477.338			58,46	770.101	4.484.434	5.254.535	1,10080
3.5	9	754.438	152.363	1,919959		0,065124	150.945	99.225	250.170	0,16419
7. Consumidores Interrumpibles Tipo A										
7. Consumidores Interrumpibles Tipo A	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
TOTAL			0				0	0	0	0
8. Consumidores Interrumpibles Tipo B										
8. Consumidores Interrumpibles Tipo B	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
TOTAL			0				0	0	0	0

2016

Escenario de demanda		Términos de facturación			Facturación (€)			Precio medio		
Regasificación										
1. Regasificación	Volumen (MWh regasificados)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo (€/buque)	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Peaje de regasificación	100.655.056	374.642		2,0446		0,0121	91.919.196	12.172.527	104.091.723	0,10341
Peaje de descarga de buques	148.070.251		191				5.241.310	8.191.358	13.432.668	0,09097
Barcelona	31.571.523		42		17.710	0,0036	736.186	1.151.995	1.888.182	0,00598
Huelva	29.440.847		39		35.423	0,0072	1.373.627	2.117.808	3.491.435	0,01186
Cartagena	20.816.432		26		35.423	0,0072	926.331	1.497.416	2.423.748	0,01164
Bilbao	20.985.619		23		17.710	0,0036	409.008	765.732	1.174.740	0,00560
Sagunto	28.412.077		40		35.423	0,0072	1.417.755	2.043.804	3.461.559	0,01218
Mugardos	16.843.753		21		17.710	0,0036	378.403	614.602	993.005	0,00590
Canarias	0		0		26.173	0,0053	0	0	0	0
Peaje de carga de cisternas	11.759.172	44.004		2,8158		0,0167	14.868.662	1.963.782	16.832.444	0,14314
Trasvase de GNL a buques	35.513.354		39		172.865	0,1528	6.728.003	54.264.404	60.992.407	0,17174
Puesta en frío	127.865		15		172.865	0,1528	2.616.055	195.377	2.811.432	2,19876
			GWh			Término variable c€/MWh/día			TOTAL	c€/kWh
Canon de almacenamiento GNL			2.690.713			3,3778			90.886.528	0,00336
Almacenamiento Subterráneo										
2. A.A.S.S	Capacidad contratada MWh	MWh Inyectados	MWh Extraídos	Término fijo c€/kWh/mes	Término variable: c€/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
					Inyección	Extracción				
Canon de almacenamiento subterráneo	27.908.738	11.054.270	7.064.502	0,04285	0,02544	0,01366	143.499.511	3.776.752	147.276.264	0,81284
Transporte y Distribución										
3. Entrada al Sistema	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)		Término fijo c€/kWh/día/mes			Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Reserva de Capacidad	1.047.028	304.740.187		1,130933			142.094.256	0	142.094.256	0,04663
4. Salida Conexión Internacional	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)		Término fijo c€/kWh/día/mes	Término variable c€/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Portugal	21.673	4.600.674		2,091298			5.439.040	0	5.439.040	0,11822
Francia	108.907	2.290.451		1,045649			13.665.440	0	13.665.440	0,59663
TOTAL	130.580	6.891.126					19.104.480	0	19.104.480	0,27723
5. Consumidores Nacionales	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Peaje 1 (P>= 60 bar)	62	478.937.363	103.990.544				174.573.200	68.396.001	242.969.202	0,23365
1.1	16	7.992.910	1.514.613	3,602972		0,088302	3.455.788	1.337.434	4.793.221	0,31647
1.2	27	82.166.586	19.409.309	3,218801		0,071100	31.737.347	13.800.080	45.537.427	0,23462
1.3	19	388.777.868	83.066.623	2,987569		0,064115	139.380.066	53.258.488	192.638.554	0,23191
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	146	159.569.413	40.517.676				71.674.409	37.629.060	109.303.469	0,26977
2.1	9	13.478	671	26,381658		0,201625	42.667	1.353	44.020	6,56171
2.2	30	432.477	61.962	7,160386		0,160862	371.604	99.673	471.277	0,76059
2.3	39	3.111.443	517.612	4,588347		0,130212	1.750.503	673.991	2.424.493	0,46840
2.4	17	4.391.391	891.183	4,296252		0,116867	2.263.983	1.041.501	3.305.484	0,37019
2.5	33	30.121.415	8.276.928	3,949821		0,102480	14.276.903	8.482.227	22.759.129	0,27497
2.6	19	121.499.210	30.769.320	3,632997		0,088823	52.968.749	27.330.316	80.299.066	0,26097
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	3.679	347.456.762	80.349.150				182.906.711	88.982.080	271.888.791	0,33838
2.1	769	1.445.285	135.882	26,381658		0,201625	4.575.482	273.972	4.849.454	3,56887
2.2	1.316	13.758.099	2.656.915	7,160386		0,160862	11.821.595	4.273.962	16.095.558	0,60580
2.3	998	73.996.143	12.656.574	4,688347		0,130212	41.630.348	16.480.325	58.110.672	0,45913
2.4	385	86.610.170	18.435.790	4,296252		0,116867	44.651.897	21.545.398	66.197.295	0,35907
2.5	199	141.934.804	37.618.430	3,949821		0,102480	67.274.043	38.551.505	105.825.549	0,28131
2.6	13	29.712.261	8.845.561	3,632997		0,088823	12.953.346	7.856.917	20.810.263	0,23526
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.474.474	22.332.929	65.759.071				457.581.281	1.306.163.637	1.763.744.918	2,68213
3.1	4.017.370	9.756.947			2,638	3,054798	127.154.209	298.055.055	425.209.264	4,35802
3.2	3.376.765	29.782.207			6,036	2,338166	244.595.097	696.357.313	940.952.410	3,15944
3.3	28.632	1.725.907			56,526	1,681791	19.557.178	29.026.150	48.583.327	2,81494
3.4	51.233	20.141.333			84,413	1,358086	51.897.261	273.536.683	325.433.944	1,61575
3.5	275	22.332.929	4.352.677	6,177804		0,211098	14.377.536	9.188.435	23.565.971	0,54141
Materia Prima	2	19.837.667	6.280.735	4,001600		0,083300	9.525.889	3.975.705	13.501.594	0,21497
TOTAL			296.637.178				896.261.491	1.505.146.483	2.401.407.974	0,80883
6. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término variable c€/kWh
Peaje 3 (P<= 4 bar)	71.771	739.593	1.015.762				3.441.541	10.507.316	13.948.857	1,37324
3.1	34.602	313.386	84.038		1,61	1,764912	670.265	1.483.205	2.153.470	2,56248
3.2	35.533	29.882	444.507		3,71	1,369836	1.582.882	4.292.903	5.875.784	1,87492
3.3	486	144.146			60,95	1,001268	207.190	297.200	504.390	1,69929
3.4	1.131					0,962305	826.936	4.277.516	5.104.452	1,14834
3.5	9			2,001609		0,108565	154.268	156.492	310.760	0,21559
7. Consumidores Interrumpibles Tipo A	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
TOTAL			0				0	0	0	0
8. Consumidores Interrumpibles Tipo B	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
TOTAL			0				0	0	0	0

2017

Escenario de demanda		Términos de facturación			Facturación (€)			Precio medio		
Regasificación										
1. Regasificación										
	Volumen (MWh regasificados)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo (€/buque)	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Peaje de regasificación	106.209.906	395.317		2,044€		0,0121	96.991.941	12.844.292	109.836.233	0,10341
Peaje de descarga de buques	148.406.000		191				5.253.195	8.209.932	13.463.127	0,09097
Barcelona	31.643.111		42		17.710	0,0036	737.856	1.154.608	1.892.463	0,00598
Huelva	29.507.604		39		35.423	0,0072	1.376.742	2.122.610	3.499.352	0,01186
Cartagena	20.863.634		26		35.423	0,0072	928.432	1.500.812	2.429.243	0,01164
Bilbao	21.033.204		23		17.710	0,0036	409.935	767.469	1.177.404	0,00560
Sagunto	28.476.502		40		35.423	0,0072	1.420.969	2.048.438	3.469.408	0,01218
Mugardos	16.881.946		21		17.710	0,0036	379.261	615.996	995.257	0,00590
Canarias	0		0		26.173	0,0053	0	0	0	0
Peaje de carga de cisternas	11.879.826	44.455		2,815€		0,0167	15.021.221	1.983.931	17.005.152	0,14314
Trasvase de GNL a buques	30.186.350		33		172.865	0,1528	5.718.803	46.124.744	51.843.546	0,17174
Puesta en frío	115.078		14		172.865	0,1528	2.354.449	175.839	2.530.289	2,19876
			GWh			Término variable c€/MWh/día			TOTAL	c€/kWh
Canon de almacenamiento GNL			2.716.838			3,377€			91.768.967	0,00336
Almacenamiento Subterráneo										
2. A.A.SS										
	Capacidad contratada MWh	MWh Inyectados	MWh Extraídos	Término fijo c€/kWh/mes	Término variable: c€/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
					Inyección	Extracción				
Canon de almacenamiento subterráneo	30.841.506	12.215.899	7.806.870	0,04285	0,02544	0,01366	158.579.050	4.173.630	162.752.679	0,81284
Transporte y Distribución										
3. Entrada al Sistema										
	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)		Término fijo c€/kWh/día/mes			Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Reserva de Capacidad	1.066.114	310.295.038		1,130933			144.684.371	0	144.684.371	0,04663
4. Salida Conexión Internacional										
	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)		Término fijo c€/kWh/día/mes	Término variable c€/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Portugal	21.673	4.600.674		2,091298			5.439.040	0	5.439.040	0,11822
Francia	108.907	4.597.762		1,045649			13.665.440	0	13.665.440	0,29722
TOTAL	130.580	9.198.437					19.104.480	0	19.104.480	0,20769
5. Consumidores Nacionales										
	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Peaje 1 (P<= 60 bar)	63	481.346.103	104.709.728				175.458.164	68.872.318	244.330.481	0,23334
1.1	16	8.059.386	1.528.126	3,602972		0,088302	3.484.529	1.349.366	4.833.895	0,31633
1.2	27	82.761.266	19.580.249	3,218801		0,071100	31.967.046	13.921.619	45.888.665	0,23436
1.3	19	390.525.450	83.601.353	2,987569		0,064115	140.006.589	53.601.332	193.607.921	0,23158
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	148	161.292.888	41.004.078				72.455.295	38.084.058	110.539.352	0,26958
2.1	9	13.666	680	26,381658		0,201625	43.265	1.372	44.636	6,56171
2.2	30	438.532	62.829	7,160386		0,160862	376.807	101.069	477.875	0,76059
2.3	39	3.155.003	524.859	4,588347		0,130212	1.775.010	683.427	2.458.436	0,46840
2.4	17	4.452.870	993.659	4,296252		0,116867	2.295.679	1.056.083	3.351.760	0,37091
2.5	33	30.543.115	8.392.805	3,949821		0,102480	14.476.779	8.600.978	23.077.757	0,27497
2.6	19	122.689.701	31.119.246	3,632997		0,088823	53.487.756	27.641.131	81.128.887	0,26070
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	3.715	352.312.592	81.472.684				185.463.325	90.226.429	275.689.755	0,33838
2.1	776	1.465.519	137.784	26,381658		0,201625	4.639.539	277.807	4.917.347	3,56887
2.2	1.329	13.950.712	2.694.111	7,160386		0,160862	11.987.098	4.333.798	16.320.895	0,60580
2.3	1.008	75.031.801	12.833.720	4,688347		0,130212	42.213.010	16.710.990	58.924.000	0,45913
2.4	389	87.822.713	18.693.891	4,296252		0,116867	45.277.024	21.847.034	67.124.058	0,35907
2.5	201	143.913.740	38.143.797	3,949821		0,102480	68.212.016	39.089.904	107.301.921	0,28131
2.6	13	30.128.108	8.969.379	3,632997		0,088823	13.134.638	7.966.896	21.101.535	0,23526
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.525.186	22.551.792	66.243.342				462.732.234	1.309.920.089	1.772.652.323	2,67597
3.1	4.057.544	9.755.971	137.784		2,638	0,054422	128.425.751	297.988.492	426.414.244	4,37080
3.2	3.383.518	29.543.354	1.811.167		6,036	0,233789	245.084.288	690.661.219	935.745.506	3,16736
3.3	30.562	20.737.517	5.844.413		56,526	1,681414	20.730.608	30.453.218	51.183.826	2,82601
3.4	53.283	4.395.333			1,357710	0,210722	53.973.151	281.555.238	335.528.389	1,61798
3.5	280	22.551.792	6.343.542	6,177804		0,210722	14.518.436	9.261.922	23.780.358	0,54104
Materia Prima	2	19.837.657	6.343.542	4,456300		0,070500	10.608.311	4.472.197	15.080.508	0,23773
TOTAL			299.773.374				906.717.329	1.511.576.090	2.418.292.420	0,60671
6. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite										
	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término variable c€/kWh
Peaje 3 (P<= 4 bar)	72.263	746.841	1.029.277				3.498.430	10.615.838	14.114.268	1,37128
3.1	34.948	84.030	1.029.277		1,61	1,765474	676.967	1.483.529	2.160.497	2,57110
3.2	35.604	310.875	31.149		3,71	1,370127	1.586.046	4.259.380	5.845.427	1,88032
3.3	526	457.664	145.559		34,82	1,001312	219.521	311.886	531.517	1,70639
3.4	1.176	457.664	145.559		60,95	0,962187	860.014	4.403.590	5.263.603	1,15010
3.5	9	746.841	145.559	2,001609		0,108164	155.780	157.443	313.223	0,21519
7. Consumidores Interrumpibles Tipo A										
	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Consumidores Interrumpibles Tipo B										
	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2018

Escenario de demanda				Términos de facturación			Facturación (€)			Precio medio
Regasificación										
1. Regasificación				Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo (€/buque)	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Volumen (MWh regasificados)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Nº de barcos								
Peaje de regasificación	114.410.942	425.841		2,044€		0,0121	104.481.208	13.836.069	118.317.276	0,10341
Peaje de descarga de buques	152.190.491		196				5.382.456	8.413.099	13.795.555	0,09006
Barcelona	31.981.465		42		17.710	0,0036	745.745	1.166.954	1.912.699	0,00598
Huelva	29.823.122		39		35.423	0,0072	1.391.463	2.145.307	3.536.770	0,01186
Cartagena	21.086.724		26		35.423	0,0072	938.359	1.516.860	2.455.219	0,01164
Bilbao	21.258.107		23		17.710	0,0036	414.318	775.675	1.189.993	0,00560
Sagunto	28.780.995		41		35.423	0,0072	1.436.164	2.070.342	3.506.505	0,01218
Mugardos	17.062.461		22		17.710	0,0036	383.316	622.582	1.005.899	0,00590
Canarias	2.197.617		3		26.173	0,0053	73.089	115.380	188.470	0,00858
Peaje de carga de cisternas	12.002.364	44.914		2,815€		0,0167	15.176.162	2.004.395	17.180.557	0,14314
Trasvase de GNL a buques	25.658.398		28		172.865	0,1528	4.860.982	39.206.032	44.067.014	0,17174
Puesta en frío	103.570		12		172.865	0,1528	2.119.004	158.256	2.277.260	2,19876
		GWh				Término variable c€/MWh/día		TOTAL		c€/kWh
Canon de almacenamiento GNL		2.810.021				3,377€		94.916.488		0,00338
Almacenamiento Subterráneo										
2. A.A.SS				Término fijo c€/kWh/mes	Término variable: c€/kWh		Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh
Capacidad contratada MWh	MWh Inyectados	MWh Extraídos		Inyección	Extracción					
Canon de almacenamiento subterráneo	33.835.464	13.401.765	8.564.726	0,04285	0,02544	0,01366	173.973.205	4.578.787	178.551.992	0,81284
Transporte y Distribución										
3. Entrada al Sistema			Término fijo c€/kWh/día/mes		Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh		
Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)									
Reserva de Capacidad	1.094.291	318.496.073	1,130933		148.508.350	0	148.508.350	0,04663		
4. Salida Conexión Internacional			Término fijo c€/kWh/día/mes	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh		
Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)									
Portugal	21.673	4.600.674	2,091298		5.439.040	0	5.439.040	0,11822		
Francia	108.907	6.905.073	1,045649		13.665.440	0	13.665.440	0,19790		
TOTAL	130.580	11.505.748			19.104.480	0	19.104.480	0,16604		
5. Consumidores Nacionales			Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh	
Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)								
Peaje 1 (P<=60 bar)	66	502.753.649	107.750.727							
1.1	18	16.076.296	1.762.904	3,602972		0,088302	6.950.693	1.556.680	8.507.373	0,48258
1.2	28	84.555.694	20.035.787	3,218801		0,071100	32.660.154	14.245.508	46.905.663	0,23411
1.3	20	402.121.659	85.952.036	2,987569		0,064115	144.163.925	55.108.482	199.272.407	0,23184
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	149	163.290.148	41.567.749				73.360.229	38.011.335	111.971.564	0,26937
2.1	10	13.885	691	26,381658		0,201625	43.957	1.394	45.350	6,56171
2.2	30	445.548	63.835	7,160386		0,160862	382.836	102.686	485.521	0,76059
2.3	39	3.205.463	533.256	4,589347		0,130212	1.603.410	694.361	2.497.771	0,46840
2.4	18	4.524.116	918.118	4,296252		0,116867	2.332.409	1.072.979	3.405.388	0,37049
2.5	33	31.031.805	8.527.090	3,949821		0,102480	14.708.408	8.738.593	23.447.001	0,27497
2.6	19	124.069.310	31.524.759	3,632997		0,088823	54.089.210	28.001.322	82.090.532	0,26040
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	3.753	357.939.806	82.774.697				188.426.076	91.688.452	280.094.528	0,33838
2.1	784	1.488.967	139.989	26,381658		0,201625	4.713.772	282.252	4.996.024	3,56887
2.2	1.342	14.173.923	2.737.217	7,160386		0,160862	12.178.891	4.403.139	16.582.030	0,60580
2.3	1.018	76.231.980	13.039.008	4,688347		0,130212	42.888.233	16.978.298	59.866.531	0,45913
2.4	392	89.227.876	18.992.993	4,296252		0,116867	46.001.456	22.196.586	68.198.042	0,35907
2.5	203	146.207.045	38.752.623	3,949821		0,102480	69.298.993	39.713.831	109.012.824	0,28130
2.6	13	30.610.015	9.112.867	3,632997		0,088823	13.344.731	8.094.346	21.439.077	0,23526
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.584.767	22.772.800	66.780.087				468.412.208	1.314.746.906	1.783.159.114	2,67020
3.1	4.106.234	9.774.312	428.475.433	2,638	3,054011		129.966.860	298.508.573	428.475.433	4,38369
3.2	3.390.285	29.306.416	3.175.333	6,036	2,337378		245.574.456	685.001.769	930.576.225	3,17533
3.3	32.549	1.909.604	2.837.616	56,526	1,681003		22.078.098	32.100.509	54.178.606	2,83716
3.4	55.414	21.351.347	1.620.200	84,413	1,357299		56.132.078	289.801.594	345.933.671	1,62020
3.5	286	22.772.800	4.438.408	6,177804	0,210311		14.660.716	9.334.463	23.995.179	0,54063
Materia Prima	2	19.837.657	6.406.977	4,910800		0,077700	11.690.258	4.978.221	16.668.479	0,26016
TOTAL		305.280.238					925.663.544	1.520.915.585	2.446.579.129	0,80142
6. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite			Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término variable c€/kWh	
Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)								
Peaje 3 (P<= 4 bar)	72.835	754.160	1.043.608							
3.1	35.368	84.188	1,766087	1,61	1,766087		685.091	1.486.834	2.171.925	2,57985
3.2	35.675	308.382	3,71	3,71	1,370445		1.589.220	4.226.198	5.815.418	1,86579
3.3	560	32.842	34,82	34,82	1,001359		233.897	328.863	562.760	1,71355
3.4	1.223	471.211	60,95	60,95	0,962058		894.414	4.533.328	5.427.742	1,15187
3.5	9	146.985	0,107728		0,107728		157.307	158.344	315.651	0,21475
7. Consumidores Interrumpibles Tipo A			Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh	
Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)								
TOTAL		0				0	0	0	0	
8. Consumidores Interrumpibles Tipo B			Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor /mes	Término variable T _{ij} c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	c€/kWh	
Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)								
TOTAL		0				0	0	0	0	

2020

Escenario de demanda				Términos de facturación			Facturación (€)			Precio medio
Regasificación										
1. Regasificación				Término fijo	Término fijo	Término	Término Fijo	Término	Total	c€/kWh
Volumen (MWh regasificados)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Nº de barcos		c€/kWh/día/mes	(€/buque)	variable c€/kWh		Variable		
Peaje de regasificación	141.014.972	524.863		2,044€		0,0121	128.776.272	17.053.376	145.829.648	0,10341
Peaje de descarga de buques	171.914.551	222					6.067.445	9.486.868	15.554.313	0,09005
Barcelona	34.872.053	46			17.710	0,0036	813.148	1.272.427	2.085.575	0,00598
Huelva	32.518.633	43			35.423	0,0072	1.517.228	2.339.206	3.856.434	0,01186
Cartagena	22.992.610	29			35.423	0,0072	1.023.171	1.653.958	2.677.129	0,01164
Bilbao	23.179.484	26			17.710	0,0036	451.766	845.783	1.297.549	0,00560
Sagunto	31.382.314	44			35.423	0,0072	1.565.969	2.257.466	3.823.435	0,01218
Mugardos	18.604.621	24			17.710	0,0036	417.962	678.853	1.096.815	0,00590
Canarias	8.364.836	11			26.173	0,0053	278.201	439.175	717.375	0,00858
Peaje de carga de cisternas	12.260.305	45.879		2,815€		0,0167	15.502.310	2.047.471	17.549.781	0,14314
Trasvase de GNL a buques	18.538.192	20					3.512.060	28.326.358	31.838.418	0,17174
Puesta en frío	83.892	10					1.716.393	128.187	1.844.580	2,19876
			GWh			Término variable c€/MWh/día			TOTAL	c€/kWh
Canon de almacenamiento GNL			2.767.703			3,377€			93.487.086	0,00336
Almacenamiento Subterráneo										
2. A.A.S.S				Término fijo	Término variable: c€/kWh		Término Fijo	Término	Total	c€/kWh
Capacidad contratada MWh	MWh Inyectados	MWh Extraídos		c€/kWh/mes	Inyección	Extracción		Variable		
Canon de almacenamiento subterráneo	37.314.640	14.779.819	9.445.406	0,04285	0,02544	0,01366	191.862.230	5.049.607	196.911.837	0,81284
Transporte y Distribución										
3. Entrada al Sistema				Término fijo			Término Fijo	Término	Total	c€/kWh
Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)			c€/kWh/día/mes				Variable		
Reserva de Capacidad	1.185.697	345.100.103		1,130933			160.913.277	0	160.913.277	0,04663
4. Salida Conexión Internacional										
Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)		Término fijo	Término	Término Fijo	Término	Total	c€/kWh		
			c€/kWh/día/mes	variable c€/kWh		Variable				
Portugal	21.673	4.600.674	2,091298		5.439.040	0	5.439.040	0,11822		
Francia	108.907	11.519.695	1,045649		13.665.440	0	13.665.440	0,11863		
TOTAL	130.580	16.120.370			19.104.480	0	19.104.480	0,11851		
5. Consumidores Nacionales										
Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo	Término fijo	Término	Término Fijo	Término	Total	c€/kWh	
			c€/kWh/día/mes	€/consumidor/mes	variable T _{ij} c€/kWh		Variable			
Peaje 1 (P<= 60 bar)	75	568.730.223	116.445.958			209.481.854	76.728.567	286.210.421	0,24579	
1.1	23	42.700.728	2.534.275	3,602972	0,088302	18.461.944	2.237.816	20.699.760	0,81679	
1.2	29	87.718.582	20.842.489	3,218801	0,071100	33.881.839	14.819.076	48.700.915	0,23366	
1.3	23	438.310.913	93.069.194	2,987569	0,064115	157.138.071	59.671.676	216.809.746	0,23296	
Peaje 2 (16 bar<P<= 60 bar)	152	168.520.747	42.998.664			75.723.890	39.947.129	115.671.019	0,26901	
2.1	10	14.418	718	26,381658	0,201625	45.643	1.447	47.090	6,56171	
2.2	31	462.639	66.283	7,160386	0,160862	397.521	106.625	504.146	0,78059	
2.3	40	3.329.445	553.712	4,589347	0,130212	1.872.589	720.997	2.593.586	0,46840	
2.4	18	4.897.662	953.337	4,296252	0,116867	2.421.881	1.114.138	3.536.019	0,37091	
2.5	34	32.222.185	8.854.189	3,949821	0,102480	15.272.622	9.073.806	24.346.428	0,27497	
2.6	20	127.795.398	32.570.425	3,632997	0,088823	55.713.634	28.930.116	84.643.750	0,25988	
Peaje 2 (4 bar<P<= 16 bar)	3.828	371.653.044	85.947.189			195.645.842	95.182.021	290.827.863	0,33838	
2.1	800	1.546.084	145.359	26,381658	0,201625	4.894.592	293.080	5.187.672	3,56887	
2.2	1.369	14.717.635	2.842.217	7,160386	0,160862	12.646.073	4.572.043	17.218.116	0,60580	
2.3	1.039	79.155.655	13.539.092	4,688347	0,130212	44.533.097	17.829.465	62.362.562	0,45913	
2.4	400	92.650.657	19.721.564	4,296252	0,116867	47.766.072	23.048.047	70.814.119	0,35907	
2.5	207	151.799.049	40.236.661	3,949821	0,102480	71.949.483	41.234.576	113.184.059	0,28130	
2.6	13	31.783.963	9.462.397	3,632997	0,088823	13.856.524	8.404.810	22.261.335	0,23526	
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.728.299	23.448.994	68.357.767			482.577.207	1.298.715.903	1.781.293.110	2,60554	
3.1	4.209.530	9.820.793	9.820.793		2,638	3,003881	133.236.307	295.004.938	428.241.245	4,36056
3.2	3.420.865	28.982.302	2.132.785		6,036	2,287248	247.789.538	662.897.173	910.686.711	3,14222
3.3	37.091	22.851.689	22.851.689		56,526	1,630673	25.159.096	34.783.025	59.942.121	2,81051
3.4	60.512	4.570.198	4.570.198		1,307169	0,160181	61.296.229	298.710.174	360.006.403	1,57540
3.5	300	23.448.994	4.570.198		6,177804	0,084115	15.096.038	7.320.592	22.416.630	0,49050
Materia Prima	2	19.837.667	6.535.758				7.111.367	4.190.426	11.302.393	0,17233
TOTAL			320.286.336				970.540.759	1.514.764.047	2.485.304.806	0,77937
6. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite										
Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo	Término fijo	Término	Término Fijo	Término	Total	Término	
			c€/kWh/día/mes	€/consumidor/mes	variable c€/kWh		Variable		variable c€/kWh	
Peaje 3 (P<= 4 bar)	74.237	776.553	1.081.912			3.711.094	10.620.244	14.331.338	1,32463	
3.1	36.258	84.588			1,61	1,838375	702.325	1.555.052	2.257.377	2,68886
3.2	35.997	304.971			3,71	1,358454	1.603.554	4.142.891	5.746.445	1,88426
3.3	638	36.880			0,956415	0,266537	266.537	350.812	617.349	1,68307
3.4	1.335	504.323			60,95	0,895572	976.700	4.516.578	5.493.278	1,08924
3.5	10	151.350			0,036281	0,036281	161.978	54.911	216.888	0,14330
7. Consumidores Interrumpibles Tipo A										
Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo	Término fijo	Término	Término Fijo	Término	Total	c€/kWh	
			c€/kWh/día/mes	€/consumidor/mes	variable T _{ij} c€/kWh		Variable			
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8. Consumidores Interrumpibles Tipo B										
Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Término fijo	Término fijo	Término	Término Fijo	Término	Total	c€/kWh	
			c€/kWh/día/mes	€/consumidor/mes	variable T _{ij} c€/kWh		Variable			
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

