



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 15/2010 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN
MINISTERIAL POR LA QUE SE
REVISAN LOS PEAJES Y CÁNONES
ASOCIADOS AL ACCESO DE
TERCEROS A LAS INSTALACIONES
GASISTAS A PARTIR DEL DÍA 1 DE
JULIO DE 2010**

23 de junio de 2010

INFORME 15/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS A PARTIR DEL DÍA 1 DE JULIO DE 2010

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 23 de junio de 2010, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, determinó los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a aplicar el 1 de enero de 2010.

Asimismo, la citada Orden determinó, en su disposición final primera, que el 1 de julio de 2010 se procedería a la revisión de la cuantía de los peajes y cánones, en caso de que se previesen desviaciones significativas en el saldo entre costes e ingresos del sistema gasista para el año 2010.

El día 8 de junio de 2010 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del 1 de julio de 2010, y Memoria justificativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo. Dichos documentos fueron remitidos para informe a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. Se adjuntan las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo en el Anexo IV.

2 DESCRIPCIÓN DE CAMBIOS INTRODUCIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

La propuesta de Orden introduce una variación lineal del 4,8% sobre todos los términos de facturación de los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/3520/2009, con la excepción del canon de almacenamiento subterráneo y del canon de GNL que mantienen los valores vigentes y los términos de conducción de los peajes 3.1 y 3.2, aplicables a los consumidores con derecho a acogerse a las TUR, que se reducen un -4,8%.

Análogamente, los peajes interrumpibles aplicables a partir del 1 de octubre de 2010, aumentan un 4,8% respecto de los establecidos en la Orden ITC/3520/2009.

Finalmente, la propuesta de Orden introduce las siguientes modificaciones en los peajes de tránsito internacional.

- El coeficiente aplicable al peaje de tránsito internacional con origen en MEDGAZ y destino Portugal – Extremadura aumenta un 53,8%, pasando de 0,650 en la Orden ITC/3520/2009 a 1 en la propuesta de Orden.
- Los coeficientes de los peajes de tránsito internacional con origen en Sagunto y Barcelona y con destino Irún se fijan en 0,650, lo que supone una reducción del 35% respecto de los establecidos en la Orden ITC/3520/2009. Cabe señalar que, con la modificación introducida, los peajes de salida aplicables a Larrau e Irún son los mismos.

En el anexo I del presente informe se presenta los términos de facturación establecidos en la propuesta de Orden.

3 CONSIDERACIONES SOBRE LA DEMANDA, COSTES E INGRESOS PREVISTOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

3.1 Demanda prevista para 2010

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, el MITC estima que la demanda prevista para el ejercicio 2010 alcanzará 414 TWh, esto es, un 3,3% superior a la registrada en el año 2009. Esta demanda resulta de considerar un incremento del 9,6% de la demanda convencional, justificado, fundamentalmente, por el aumento de la demanda industrial, y una reducción del 6,0% de la demanda destinada a generación eléctrica.

Cuadro 1. Demanda transportada prevista por MITC para el ejercicio 2010

	MITYC				
	2009 (Real) (A)	2010		% Variación 2010 sobre 2009	
		Previsión diciembre (B)	Previsión actualizada (C)	(B) sobre (A)	(B) sobre (C)
Convencional	240.084	248.677	263.071	3,6%	9,6%
Sector Eléctrico	160.793	139.000	151.145	-13,6%	-6,0%
Total	400.877	387.677	414.217	-3,3%	3,3%

Fuente: propuesta de Orden

Nota: La demanda real se corresponde con la Liquidación 13/2009

Esta Comisión solicitó al GTS, el pasado 16 de julio de 2009, las demandas previstas para el cierre de 2009 y 2010, indicando que en caso de que, con posterioridad a la remisión de información, se detectaran hechos relevantes que afectaran a las previsiones de demanda de gas natural, se procediera a la actualización de las mismas y su remisión a la CNE.

En aplicación de lo anterior, el pasado 30 de abril de 2010 el GTS remitió a esta Comisión una previsión actualizada de la demanda para el ejercicio 2010. Dicha actualización se caracteriza por un incremento de la demanda convencional del 6,7% respecto de la registrada en 2009, superior en 8,2 TWh (3,3%) a la previsión inicial de 2010 y una reducción de la demanda eléctrica del 8,6%, superior a la prevista inicialmente (-5,1%). El aumento de la demanda convencional se

justifica, por una parte, por las bajas temperaturas registradas en el primer trimestre¹ de 2010, estimándose su impacto en 6 TWh, y, por otra parte, por la recuperación de la demanda del sector industrial, suponiéndose un incremento de 2,2 TWh. Como resultado de lo anterior, el GTS estimó en abril de 2010 que la demanda de 2010 alcanzaría los 404 TWh, lo que supone un incremento del 0,6% respecto de la demanda registrada en 2009.

Finalmente, el GTS ha aportado en sus alegaciones una nueva actualización de la demanda prevista para 2010 respecto de la remitida a esta CNE el pasado 30 de abril. Cabe señalar que, en términos agregados, la demanda prevista para 2010 coincide con la actualización remitida a esta Comisión en abril de 2010 (404 TWh), si bien la distribución entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica es diferente. En sus alegaciones el GTS estima una demanda convencional de 261 TWh y una demanda destinada a la generación eléctrica de 143,5 TWh, resultado de considerar una situación intermedia entre la aplicación del Real Decreto 134/2010 a partir de julio de 2010 (136,5 TWh) y la no aplicación del mismo (150,5 TWh) en 2010.

En el Cuadro 2 se comparan las demandas previstas para 2010 por el MITC, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, y la proporcionada por el GTS. Se observa que, la demanda prevista para 2010 implícita en la propuesta de Orden supera aproximadamente en más de 10.000 GWh (esto es, un 2,5%), a las previstas por el GTS en abril y junio de 2010. Por componentes, la demanda convencional prevista por el MITC supera en un 2,3% y un 0,9% a las previsiones del GTS en abril y julio de 2010, respectivamente, y la demanda eléctrica prevista por el MITC es un 2,8% superior al prevista por el GTS en abril de 2010 y un 5,3% a la de junio.

Cuadro 2. Demanda transportada prevista por el MITC y la GTS para 2010

	MITYC		GTS						
	2009 (Real) (A)	2010		2010			% Variación 2010 sobre 2009		
		Previsión diciembre	Previsión actualizada	Previsión diciembre 2009 (B)	Previsión abril 2010 (C)	Previsión junio 2010 (D)	(B) sobre (A)	(C) sobre (A)	(D) sobre (A)
Convencional	240.084	249.026	263.071	249.026	257.224	260.691	3,7%	7,1%	8,6%
Sector Eléctrico	160.793	139.000	151.145	152.594	147.023	143.507	-5,1%	-8,6%	-10,8%
Total	400.877	388.026	414.217	401.620	404.247	404.198	0,2%	0,8%	0,8%

Fuente: Memorias sobre las propuestas de Orden por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del 1 de enero de 2010, y a partir del 1 de julio de 2010 y GTS.

Nota: La demanda real se corresponde con la Liquidación 13/2009

En el Cuadro 3 se comparan las demandas previstas para 2010 por el MITC y la CNE, desagregadas por grupo tarifario. Se indica que la previsión de la CNE ha considerado la información proporcionada por el GTS el pasado 19 de abril (véase Anexo I), con el objeto de proporcionar un escenario intermedio, en términos de ingresos, entre el considerado por el MITC y el resultante de la actualización del GTS en junio de 2010 (véase epígrafe 3.3).

Comparativamente, se observa que, la demanda prevista por el MITC para los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar, resulta inferior en 6.483 GWh a la prevista por la CNE. Por el contrario, la demanda del resto de grupos tarifarios supera en 18.417 GWh a la demanda prevista por la CNE, con la excepción de los consumidores acogidos a peaje interrumpible (Grupo 4), cuya demanda es inferior en un 2,8% a la prevista por la CNE.

¹ Cabe señalar que en los meses de enero, febrero y marzo de 2010 se han declarado tres "Olas de Frío".

Cuadro 3. Comparación de las previsiones de demanda (en GWh) de la propuesta de Orden y la CNE, desagregadas por grupo tarifario, para 2010

	2009 REAL (A)	MITYC				CNE			
		2010		% Variación 2010 sobre 2009		2010		% Variación 2010 sobre 2009	
		Previsión diciembre (B)	Previsión actualizada (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (A)	Previsión diciembre (D)	Previsión actualizada (E)	(D) sobre (A)	(E) sobre (A)
Grupo 1	173.681	156.227	169.635	-10,0%	-2,3%	159.464	165.246	-8,2%	-4,9%
Grupo 2	130.756	127.994	138.877	-2,1%	6,2%	124.627	127.673	-4,7%	-2,4%
Grupo 2 bis	3.643	3.997	3.845	9,7%	5,5%	4.296	4.388	17,9%	20,4%
Grupo 3	61.460	66.591	66.691	8,3%	8,5%	66.631	72.631	8,4%	18,2%
Materia Prima	4.906	4.231	5.365	-13,8%	9,4%	4.231	4.231	-13,8%	-13,8%
Grupo 4 (Interrumpible)	18.895	19.764	18.737	4,6%	-0,8%	18.816	19.283	-0,4%	2,1%
Total	393.342	378.805	403.151	-3,7%	2,5%	378.065	393.451	-3,9%	0,0%
Suministro GNL Directo a cliente final	7.910	8.872	11.065	12,2%	39,9%	9.375	9.375	18,5%	18,5%
Total	401.252	387.677	414.216	-3,4%	3,2%	387.440	402.826	-3,4%	0,4%

Fuente: Memorias sobre las propuestas de Orden por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del 1 de enero de 2010, y a partir del 1 de julio de 2010 y CNE.

En definitiva, respecto de la previsiones de la propuesta de Orden, esta Comisión considera necesario señalar que, en la actualidad existe un alto grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural en la segunda parte de 2010, justificado por las incertidumbres existentes sobre el crecimiento de la actividad económica durante dicho periodo y por la evolución de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica, que dependerá del escenario de hidraulicidad que finalmente se produzca, de los precios relativos del gas y del carbón, de la evolución de la cotización internacional de los derechos de emisión del CO₂, de la energía aportada por las instalaciones de régimen especial y del impacto del Real Decreto 134/2010. Esta incertidumbre sobre la evolución de la demanda lleva a que se deba ser especialmente prudente en la estimación de las variaciones máximas de los peajes y cánones que permitan recuperar los costes de las actividades reguladas.

3.2 Costes de acceso previstos para 2010

La Memoria adjunta a la Propuesta de Orden Ministerial recoge un nuevo cuadro con las necesidades económicas del sector tras incluir tanto la nueva cifra de déficit acumulado hasta el 31 de diciembre de 2009, que se ha incrementado sobre la anterior previsión en 120 M€, como la corrección de errores en la retribución de la actividad de distribución, que reduce en 1,6 M€ la cifra establecida en la Orden ITC/3820/2009.

Del análisis de la retribución del sector de gas presentadas, tal y como se puede observar en la figura adjunta que compara las necesidades económicas de las Propuesta con las calculadas por esta Comisión y las previstas en la memoria de la Orden ITC3820/2009 (corregida), se observa que existen algunos costes que difieren con la mejor información disponible, y otros costes que pueden no haberse tenido en cuenta en su totalidad para determinar el nuevo presupuesto.

Cuadro 4. Escenarios de costes previstos para el ejercicio 2010

CONCEPTO	Memoria OM Incluyendo Correcciones May -10 (A)		Cálculos CNE Jun-10 (B)		Propuesta OM Peajes Jun-10 (C)		Variaciones Propuesta OM Peajes			
	€	%	€	%	€	%	Sobre última OM (C) vs (A)		Sobre última Cálculo CNE (C) vs (B)	
							(en €)	%	(en €)	%
Total Retribución Fija (transporte, regasificación y AASS)	1.176.159.480	40,5%	1.176.159.480	38,9%	1.175.140.498	39,2%	- 1.018.982	-0,1%	- 1.018.982	-0,1%
Transporte	753.532.608	25,9%	753.532.608	24,9%	754.023.157	25,1%	490.549	0,1%	490.549	0,1%
Activos	751.668.526	25,9%	751.668.526	24,9%	752.034.875	25,1%	366.349	0,0%	366.349	0,0%
Definitiva	509.140.065	17,5%	509.140.065	16,9%	509.506.414	17,0%	366.349	0,1%	366.349	0,1%
Provisional	39.524.839	1,4%	39.524.839	1,3%	39.524.839	1,3%	-	0,0%	-	0,0%
A cuenta	203.003.622	7,0%	203.003.622	6,7%	203.003.622	6,8%	-	0,0%	-	0,0%
Retrib. Financiera Gas Talón	1.988.282	0,1%	1.988.282	0,1%	1.988.282	0,1%	-	0,0%	-	0,0%
Ajustes	- 124.200	0,0%	- 124.200	0,0%	-	0,0%	124.200		124.200	
Regasificación	388.561.226	13,4%	388.561.226	12,9%	388.558.211	12,9%	- 3.015	0,0%	- 3.015	0,0%
Activos	386.457.629	13,3%	386.457.629	12,8%	386.694.067	12,9%	236.438	0,1%	236.438	0,1%
Definitiva	226.811.275	7,8%	226.811.275	7,5%	226.811.275	7,6%	-	0,0%	-	0,0%
Provisional	159.646.354	5,5%	159.646.354	5,3%	159.646.354	5,3%	-	0,0%	-	0,0%
Retrib. Financiera Gas Talón	1.867.159	0,1%	1.867.159	0,1%	1.864.144	0,1%	- 3.015	-0,2%	- 3.015	-0,2%
Ajustes	236.438	0,0%	236.438	0,0%	236.438	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Almacenamientos subterráneos	34.065.646	1,2%	34.065.646	1,1%	32.559.130	1,1%	- 1.506.516	-4,6%	- 1.506.516	-4,6%
Retribución Inversión	24.694.574	0,8%	24.694.574	0,8%	23.188.058	0,8%	- 1.506.516	-6,5%	- 1.506.516	-6,5%
Definitiva	24.694.574	0,8%	24.694.574	0,8%	23.188.058	0,8%	- 1.506.516	-6,5%	- 1.506.516	-6,5%
Provisional	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-
Coste O&M Fijos	10.076.401	0,3%	10.076.401	0,3%	10.076.401	0,3%	-	0,0%	-	0,0%
Ajustes (descuento anual por sobreretribución 2007/08)	- 705.329	0,0%	- 705.329	0,0%	- 705.329	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Variable regasificación y AA.SS.	62.350.263	2,1%	69.377.951	2,3%	62.350.263	2,1%	-	0,0%	- 7.027.688	-11,3%
Regasificación	49.994.079	1,7%	55.097.937	1,8%	49.994.079	1,7%	-	0,0%	- 5.103.858	-10,2%
Almacenamientos subterráneos	12.356.184	0,4%	14.280.014	0,5%	12.356.184	0,4%	-	0,0%	- 1.923.830	-15,6%
Distribución	1.321.056.043	45,5%	1.321.056.043	43,7%	1.321.056.043	44,0%	-	0,0%	-	0,0%
Devengo Año "n"	1.437.368.496	49,5%	1.437.368.496	47,6%	1.437.368.496	47,9%	-	0,0%	-	0,0%
Desvíos en Años "n-1" y "n-2" (1)	- 116.312.453	-4,0%	- 116.312.453	-3,8%	- 116.312.453	-3,9%	-	0,0%	-	0,0%
Retribución Específica Distribución	10.601.187	0,4%	17.325.041	0,6%	10.601.187	0,4%	-	0,0%	- 6.723.854	-63,4%
Gas de operación / nivel mínimo	27.600.000	0,9%	23.703.453	0,8%	27.600.000	0,9%	-	0,0%	3.896.547	14,1%
Transporte	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-
Regasificación	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-
Almacenamientos subterráneos	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-
Gestor Técnico del Sistema	11.206.248	0,4%	11.206.248	0,4%	11.312.000	0,4%	105.752	0,9%	105.752	0,9%
Suministro a Tarifa	100.000	0,0%	-	0,0%	100.000	0,0%	-	0,0%	100.000	100,0%
Retribución Pendiente de Inclusión Definitiva en el Régimen Retributivo	173.595.933	6,0%	159.166.032	5,3%	149.812.721	5,0%	- 23.783.212	-15,9%	- 9.353.311	-6,2%
Desvíos liquidaciones años anteriores	60.925.134	2,1%	181.770.000	6,0%	181.770.000	6,1%	120.844.866	66,5%	-	0,0%
CNE	4.816.000	0,2%	4.615.649	0,2%	4.816.000	0,2%	-	0,0%	200.351	4,2%
Total Presupuesto Activ. Reguladas	2.848.410.288	98,0%	2.964.379.898	98,1%	2.944.558.712	98,1%	96.148.424	3,3%	-19.821.186	-0,7%
Otros conceptos	57.000.000	2,0%	57.000.000	1,9%	57.000.000	1,9%	-	0,0%	-	0,0%
Ahorro y eficiencia energética	57.000.000	2,0%	57.000.000	1,9%	57.000.000	1,9%	-	0,0%	-	0,0%
TOTAL NECESIDADES ECONÓMICAS	2.905.410.288	100,0%	3.021.379.898	100,0%	3.001.558.712	100,0%	96.148.424	3,2%	-19.821.186	-0,7%

Fuentes: Memorias sobre las propuestas de Orden por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del 1 de enero de 2010, y a partir del 1 de julio de 2010.

Sobre los costes que difieren con la mejor información disponible, cabe señalar que se identifican dos tipos: 1) aquellos que conciernen a las retribuciones fijas reconocidas a las Actividades Reguladas por la Orden ITC/3820/2009, que esta Comisión considera erratas; y 2) los que son previsiones de coste variables en el ejercicio 2010.

Las erratas detectadas son las siguientes:

1. Se reduce la retribución reconocida a la Actividad de Almacenamiento Subterráneo en 1,6 M€, sin que exista una justificación de la misma.
2. La retribución considerada para el GTS es superior (0,1 M€) a la establecida
3. No se han recogido las correcciones efectuadas en la retribución de las Actividades de Regasificación y Transporte, que reducen en 0,5 M€ las necesidades económicas.

En cuanto a las previsiones de costes variables (Retribuciones variables de las actividades de Regasificación y AASS, así como los autoconsumos en ERM y EC), esta Comisión entiende que, al cambiar el escenario de demanda, deben utilizarse nuevos escenarios de utilización de plantas de regasificación, AASS y elementos de transporte. En el caso de los autoconsumos, además, habría que actualizar el precio de adquisición, utilizando el precio resultante de la IV subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo (19,37 €/MWh).

Con la última información disponible, esta Comisión estima que, la mayor utilización de las de las plantas de regasificación y de los almacenamientos incrementaría en 7 M€ los costes previstos, si bien hay que advertir que un retraso en la puesta en marcha de la C.I. de MEDGAZ haría que la utilización de las plantas aumentase, incrementándose el coste asociado. Por su parte, el importe del gas de operación consumido en 2010 ascenderá a unos 23,7 M€²

En cuanto a los *costes que pueden no haberse tenido en cuenta en su totalidad para determinar el nuevo presupuesto*, como por ejemplo las retribuciones pendientes de reconocer, cabe señalar que a efectos de determinar las cantidades a considerar en la determinación del valor de los peajes de acceso, se suele tomar el denominado criterio de caja en lugar del criterio de devengo.

Mientras, el criterio de devengo considera todas los costes reconocidos que han devengado las empresas transportistas, distribuidoras, GTS, CNE e IDAE como resultado de los derechos de cobro adquiridos o previstos adquirir en aplicación de las disposiciones aplicables, y en particular por las puestas en servicio de nuevas instalaciones de transporte, regasificación, o almacenamiento subterráneo, habidas hasta la fecha, o previstas hasta el 31 de diciembre de 2010; el criterio de caja tiene en cuenta que los procesos administrativos de reconocimiento de los costes regulados de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo suponen que hay un periodo de tiempo entre la fecha de la puesta en servicio de la instalación (fecha de devengo) y la fecha de incorporación del coste reconocido en el sistema de liquidaciones, lo que hace que los pagos efectivos a las empresas de los costes reconocidos por las nuevas instalaciones sean posteriores a las fechas de devengo de los citados costes, por lo que se ajusta mejor a efectos de determinación de las necesidades económicas a efectos de su consideración en la determinación de los peajes de acceso.

En el cuadro adjunto se indican los criterios de asignación a las necesidades económicas para el año 2010 de los costes reconocidos por las actividades reguladas, que utiliza esta Comisión según sea el criterio: de devengo, o de caja:

	ORDEN ITC		Observaciones
	Criterio de Asignación		
	Devengo 2010	Caja 2010	
Retribución Fija a Publicar OM			
Retribución Definitiva	100%	100%	
Retribución Provisional	100%	100%	
Retribución a Cuenta	100%	100%	
Retribución Pendiente de Reconocer con Devengo en 2010			
Retribución Variable	100%	100%	
Coste del Gas de Operación	100%	100%	
Instalaciones que tienen Retribución Provisional (1)	100%	75%	(1) En el caso de la Retribución Específica con Cantidades ya Asignadas pendientes de pago se aplica un 25% y en el caso de la Retribución Específica con Cantidades pendientes de Asignación por Resolución se aplica un 5%
Instalaciones sin Retribución Reconocida			
PEM antes 2008	100%	50%	
PEM en 2008	100%	15%	
PEM en 2009	100%	10%	
PEM en 2010	100%	10%	
Retribución Pendiente Reconocer con Devengo en Periodo 2002-2009			
Instalaciones con Retrib. Provisional (1)	100%	75%	
Instalaciones sin Retribución Reconocida			
PEM antes 2008	100%	50%	
PEM en 2008	100%	10%	
PEM en 2009	100%	10%	
Devio Liquidaciones periodo 2002-2008	100%	100%	

² Los volúmenes subastados fueron, para el periodo Enero-Junio 653.767 MWh (Precio Base Subasta de 14,65 €/MWh), y para el periodo Julio – Diciembre 729.260 MWh (Precio Base Subasta de 19,37 €/MWh).

La aplicación de diferentes criterios de caja, explicaría las diferencias existentes en las retribuciones pendientes de reconocer en las tres previsiones de necesidades económicas realizadas.

En cualquier caso, tal y como apuntan en sus alegaciones los transportistas, el emplear un criterio de costes diferente del devengo de los mismos, lejos de solucionar el problema, lo que podría hacer es acumularlo y posponerlo a futuros ejercicios. Así, a medida que pasan los años, y pese al reconocimiento de una retribución provisional, los importes pendientes de ser reconocidos se van acumulando. Aplicar el criterio de caja en lugar criterio de devengo para el cálculo de la retribución implica, por una parte, que consumidores futuros deberán hacer frente a costes incurridos en el pasado y, por otra, posponer el aumento de peajes y cánones a ejercicios futuros. En consecuencia, esta Comisión recomienda ir haciendo una provisión adecuada de costes, al objeto de no acumular costes de años anteriores.

Finalmente se indica que, la Propuesta de Orden mantiene la estimación de ingresos de la CNE retribución que se realizó en diciembre, cuando dichos ingresos están ligados a la recaudación por peajes (se aplica una tasa del 0,153%) y, por tanto, a la evolución de las necesidades económicas del sector. En consecuencia, esta Comisión entiende que la mejor estimación de ingresos sería la resultante de aplicar la tasa establecida al resto de necesidades económicas del sector. Aplicando este criterio, los ingresos previstos para la CNE, se reducen en 0,2 M€

3.3 Ingresos previstos para 2010

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, como resultado de facturar la demanda actualizada para 2010, a los precios de la Orden ITC/3520/2009, se obtendrían unos ingresos de 2.853,71 M€, inferior a los costes previstos para dicho ejercicio en 149 M€, siendo, por tanto, necesario un incremento del 5,18%, en términos anuales, para garantizar la suficiencia de los ingresos.

Sin embargo, la propuesta de Orden considera un incremento de peajes y cánones del 4,8%, salvo para los clientes de los peajes 3.1 y 3.2 para los que se propone una reducción del mismo importe, por lo que el impacto sobre los ingresos es prácticamente nulo, dado que, la facturación del término de conducción a los grupos 3.1 y 3.2 representa el 40% de los ingresos totales del sistema.

No obstante, en la propia Memoria se señala que, si bien, entre los costes previstos para 2010 se incluyen 149 M€ en concepto de retribución a instalaciones cuyo reconocimiento está previsto para 2010, la retribución finalmente reconocida podría ser inferior *“por diversas causas, como el propio retraso en la puesta en marcha, dificultades en la elaboración de las auditorias e incluso la propia tramitación administrativa”*.

Con el objeto de valorar la suficiencia global de los peajes y cánones considerados en la propuesta de Orden, se ha facturado la demanda por grupos tarifarios prevista por la CNE teniendo en cuenta: (1) las variables de facturación previstas para 2010 que resultan de actualizar las previsiones de diciembre de 2009 con la información proporcionada por el GTS y la última información disponible en la base de datos de liquidaciones (véase Anexo II); (2) los términos fijos y variables de los peajes y cánones de la propuesta de Orden y (3) las hipótesis de facturación señaladas en el informe 34/2009³.

³ Informe 34/2009 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y retribución de las actividades reguladas del sector gasistas para el año 2010, disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne155_09.pdf

Adicionalmente, se han considerado el importe resultante de la subasta de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo de gas, celebrada el pasado 25 de marzo de 2010, los ingresos por venta de condensados⁴ registrados entre enero y marzo de 2010, según la base de datos de liquidaciones gasistas, y el escenario de costes previsto por el MITC, de acuerdo con la información que acompaña a propuesta de Orden.

En el Cuadro 5 se comparan los ingresos resultantes, en términos anuales, de aplicar a las variables de facturación previstas por la CNE para 2010, los peajes y cánones de la propuesta de Orden ITC/3520/2009 y los considerados en la propuesta de Orden objeto del presente informe.

Cuadro 5. Ingresos previstos, en términos anuales, para 2010 resultado de facturar a las variables de facturación prevista por la CNE a los peajes y cánones de la Orden ITC/3520/2009 y a los contenidos en la propuesta de Orden.

	Miles de €		Diferencias : Propuesta Julio 2010 vs Orden ITC/3520/2009	
	Orden ITC/3520/2009	Propuesta OM Julio 2010	Miles de €	%
(A). Actividad de Regasificación	364.181	378.348	14.166	3,9%
<i>Peaje de descarga de buques</i>	21.701	22.745	1.044	4,8%
<i>Peaje de carga en sistemas</i>	10.492	10.999	507	4,8%
<i>Peaje de regasificación</i>	260.415	273.030	12.615	4,8%
<i>Almacenamiento GNL</i>	71.573	71.573	-	0,0%
<i>Trasvase de GNL a buques</i>				
(B). Almacenamiento Subterráneo	142.198	142.198	-	0,0%
(C). Transporte y Distribución	2.326.562	2.320.085	- 6.477	-0,3%
<i>Reserva de Capacidad</i>	139.653	146.350	6.696	4,8%
<i>Término de conducción</i>	2.186.909	2.173.735	- 13.174	-0,6%
<i>Grupo 1</i>	322.824	338.285	15.461	4,8%
<i>Grupo 2</i>	353.962	370.975	17.013	4,8%
<i>Grupo 3</i>	1.478.401	1.432.382	- 46.019	-3,1%
<i>Materia Prima</i>	725	725	-	0,0%
<i>Grupo 4 (interrumpible)</i>	30.997	31.368	372	1,2%
(D). Otros Ingresos	15.944	16.888	944	5,9%
<i>Peajes de Tránsito Internacional</i>	19.729	20.674	944	4,8%
<i>Ingresos subastas</i>	- 7.397	- 7.397	-	0,0%
<i>Ingresos venta condensados</i>	3.611	3.611		
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C) + (D)	2.848.885	2.857.518	8.634	0,3%

Fuente: Orden ITC/3520/2009, propuesta de Orden y CNE.

⁴ En virtud de lo dispuesto en el artículo 5 del Real Decreto 1804/2007, de 28 de diciembre, como incentivo para la gestión eficiente de las instalaciones se reconoce un coste liquidable a favor de los titulares del almacenamiento subterráneo por un importe igual al 10 por ciento de los ingresos obtenidos por la venta de los citados condensados.

Se observa que, como consecuencia de las modificaciones introducidas en los peajes y cánones de la propuesta de Orden, los ingresos de la actividad de regasificación se incrementan un 3,9%, y los de transporte y distribución se reducen un 0,3%, esto último como consecuencia de la reducción de los peajes aplicables a las tarifas 3.1 y 3.2.

Teniendo en cuenta los costes de las actividades reguladas de la propuesta de Orden, el déficit de las actividades reguladas previsto para el ejercicio 2010 ascendería a 148 M€, esto es, 4,3 M€ inferior al resultado de aplicar los peajes vigentes. En caso de considerar el escenario de demanda previsto por el GTS en sus alegaciones (junio 2010)⁵, el déficit estimado de las actividades reguladas para 2010 ascendería a 199 M€.

Asimismo, considerando el escenario de costes de la CNE (3.021 M€) el déficit sería superior en 20 M€.

En resumen, si bien existe una elevada incertidumbre sobre la demanda, costes e ingresos del sector gasista previstos para 2010, se considera necesario que exista coherencia entre los ingresos a los peajes y cánones de la propuesta y los costes de actividades reguladas, con objeto de evitar la acumulación de déficit y el consecuente incremento de los peajes y cánones de ejercicios futuros.

4 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1 Peajes y cánones por actividad

A continuación, se comparan los peajes y cánones de la propuesta de Orden y los costes subyacentes resultantes de aplicar el procedimiento de imputación de costes descrito en el Informe 34/2009, al escenario de demanda actualizada prevista para 2010.

Se han considerado como costes de las actividades reguladas los incluidos en la información que acompaña a la propuesta de Orden, habiéndose distribuido los costes por actividades según la información contenida en la misma y la información que acompañó a la propuesta de Orden de diciembre de 2009.

Regasificación

Se considera que un porcentaje de los costes de la actividad de regasificación (74,50%) debería recuperarse a través de los peajes y cánones de dicha actividad. Dado que dichas plantas, además, de proporcionar capacidad de entrada a los agentes que la contratan, aportan seguridad de suministro al sistema relacionada con la capacidad excedentaria de regasificación que se viene estableciendo en la planificación obligatoria, el porcentaje restante (25,50%) debiera ser recuperado a través del término de conducción de peaje de transporte y distribución.

El Cuadro 6 muestra que los peajes y cánones de regasificación actuales son insuficientes para recuperar los costes imputados a esta actividad para 2010, según la metodología CNE, mientras que los incluidos en la propuesta de Orden son similares a los que serían necesarios para

⁵ Cabe señalar que, se suponen el mismo número de clientes y caudales que en la previsión resultante de la información remitida en abril y se mantienen las hipótesis de facturación del Informe 34/2009.

recuperar los costes imputables a la actividad de regasificación. No obstante, se observa que existen desequilibrios entre los costes de cada una de las actividades de regasificación y los ingresos recuperados por el correspondiente peaje.

Cuadro 6. Incrementos necesarios (%) a aplicar para 2010 a los peajes de descarga de buques, al peaje de regasificación, y de carga en cisternas, considerando la imputación de costes por actividades

Retribución actividades reguladas (Miles de €)

Infraestructuras Terrestres y Marítimas	Tanques (1) (2)	Vaporizadores (2)	Cargaderos de cisternas	TOTAL
30.283	189.938	152.578	5.986	378.794

Peajes y Cánones

Peaje	MWh	Coste imputado		Orden ITC/3520/2009		Propuesta de Orden		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	€	cent €/kWh	€	cent €/kWh	Orden ITC/3520/2009	Propuesta Orden
Descarga de buques	297.840.059	30.283	0,010	21.701	0,007	22.745	0,008	39,5%	33,1%
Regasificación (3)	283.558.303	335.227	0,118	331.989	0,117	344.603	0,122	1,0%	-2,7%
Carga en cisternas	11.314.905	13.284	0,117	10.492	0,093	10.999	0,097	26,6%	20,8%
TOTAL	294.873.208	378.794	0,128	364.181	0,124	378.348	0,128	4,0%	0,1%

Fuente: CNE, Orden ITC/3520/2009 y propuesta de Orden

Notas:

(1) Incluye Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación

(2) Sólo el 75% se recupera mediante la actividad de regasificación, el resto mediante los peajes de transporte y distribución

(3) Incluye canon de almacenamiento de GNL

Almacenamiento Subterráneo

Tal y como se ha indicado en sucesivos informes de esta Comisión, con la facturación del canon de almacenamiento subterráneo de la propuesta de Orden se continúa obteniendo una facturación superior al coste reconocido a dicha la actividad. Por tanto, sería necesaria una imputación de costes inferior al aplicado a los peajes de los almacenamientos subterráneos, debido a que se están asignando costes de otras infraestructuras del sistema (véase Cuadro 7).

Cuadro 7. Incrementos (%) a aplicar al canon de almacenamiento subterráneo, considerando la imputación de costes por actividades para 2010

Canon	MWh inyectados /extraídos	Coste imputado		Orden ITC/3520/2009		Propuesta de Orden		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	€	cent €/kWh	€	cent €/kWh	Orden ITC/3520/2009	Propuesta Orden
Almacenamiento subterráneo	23.798.887	85.374	0,359	138.413	0,582	138.413	0,582	-38,3%	-38,3%

Fuente: CNE

Transporte y Distribución

En el Cuadro 8 se muestran los incrementos a aplicar a los peajes de transporte y distribución para cubrir la totalidad de los costes que se considera debieran ser recuperados a través del peaje de transporte y distribución (esto es, retribución de las actividades de transporte y distribución, déficit de ejercicios anteriores, Plan de Ahorro y Eficiencia Energética y suministro a tarifas). Se observa que para cubrir la totalidad de los costes considerados, los peajes de la propuesta de Orden se deberían incrementar en un 8,4%, ligeramente superior al resultado de aplicar los peajes vigentes.

Cuadro 8. Incrementos (%) a aplicar a los peajes de transporte y distribución para 2010, considerando la imputación de costes por actividades

Retribución actividades reguladas (Miles de €)

Transporte (4)	Distribución	Desvío Liquidaciones	Ahorro y eficiencia energética	Seguridad del suministro (5)	Suministro a Tarifas	TOTAL
841.143	1.338.851	182.752	57.308	117.237	101	2.537.391

Peajes y Cánones

Peaje	MWh	Coste imputado		Orden ITC/3520/2009		Propuesta de Orden		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	€	cent €/kWh	€	cent €/kWh	Orden ITC/3520/2009	Propuesta Orden
Peaje de T & D	408.717.223	2.537.391	0,621	2.346.291	0,574	2.340.758	0,573	8,1%	8,4%

Fuente: CNE

Notas:

(1) Incluye Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación

(2) Incluye el 25,%% de la retribución de los tanques y vaporizadores

Además de la necesaria suficiencia de ingresos para cubrir costes que debe regir la construcción de los peajes y cánones, otros objetivos que deben guiar la determinación de los mismos, según el artículo 25.3 del Real Decreto 949/2001, son, por una parte, la asignación equitativa entre los consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga, de los costes imputables a cada tipo de suministro, y por otra, incentivar a los consumidores a un uso eficaz y una mejor utilización del sistema gasista.

Al respecto, cabe señalar que, ni la Orden ni la Memoria que la acompaña justifican las variaciones de los términos de conducción propuestos y, en particular, que los términos fijos y variables del peaje de conducción de todos los grupos tarifarios aumenten un 4,8% con la excepción de los 3.1 y 3.2, que disminuyen en el mismo porcentaje.

En consecuencia, se considera que, en aras de proporcionar estabilidad regulatoria y dar transparencia al sistema gasista, es necesario elaborar una metodología que revise y adecue la estructura de los peajes y cánones a la situación vigente, y que haga explícitos los criterios de asignación de costes para establecer peajes y cánones de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, de manera que se correspondan con los objetivos señalados por el Real Decreto 949/2001, aspecto señalado por esta Comisión en anteriores informes sobre las propuestas de Ordenes y puesto de manifiesto por numerosos miembros del Consejo Consultivo en sus alegaciones.

Adicionalmente, se considera que las revisiones de peajes y cánones con periodicidad inferior al año deberían estar previstas, en su caso, en la propia metodología. Es decir, se deberían contemplar los supuestos en los que es aconsejable realizar revisiones adicionales a las previstas con carácter general.

4.2 Impacto de las modificaciones propuestas sobre las tarifas de último recurso

Aplicando la metodología establecida en la Orden ITC/1660/2009 y en la Orden ITC/1506/2010 y considerando los peajes y cánones de la propuesta de Orden, se han estimado las TUR aplicables a partir del 1 de julio de 2010.

En dicho cálculo, se ha considerado el resultado de la segunda subasta para la adquisición de gas natural celebrada el pasado 16 de junio de 2010, y la última información disponible de los

mercados de futuros de gas, del precio de los productos petrolíferos y de los tipos de cambio, que inciden en el coste de la materia prima.

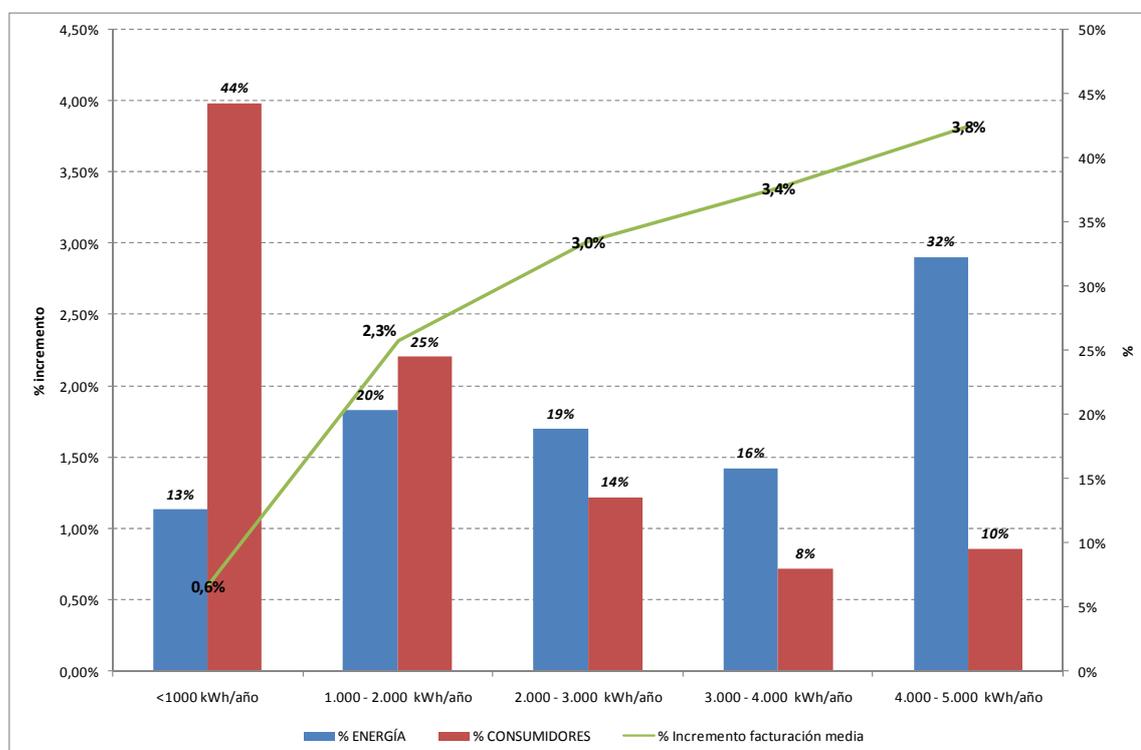
El impacto conjunto de la variación de los peajes y cánones y del coste del gas podría suponer un aumento de la facturación media de las TUR en el tercer trimestre de 2010 de un 2,61% para la TUR.1 y del 4,36% para la TUR.2, respecto de las vigentes en el segundo trimestre de 2010.

No obstante, las citadas variaciones no se trasladan de forma homogénea a los términos fijos y variables de las TUR, obteniéndose una reducción de los términos fijos, del 2,05% para la TUR.1 y de un 1,91% para la TUR.2, respectivamente, y un incremento de los términos variables, del 4,56% para la TUR.1 y de un 5,84% para la TUR.2, respectivamente, por lo que el impacto sobre los consumidores dependerá del tamaño de los mismos.

En el Gráfico 1 y en el Gráfico 2 se muestra el incremento en la facturación media de la TUR previsto para el tercer trimestre de 2010, sobre los precios del segundo trimestre de 2010, por tramos de consumo anual.

Se observa que, para la TUR.1, el incremento resultante para los consumidores con un consumo anual inferior a los 1.000 kWh/año, donde concentra el 44% de los consumidores acogidos a la TUR.1, se estima en el 0,6%, mientras que el aplicable a los consumidores con un consumo anual comprendido entre los 1.000 y los 2.000 kWh/año, donde se concentra un 25% de los consumidores acogidos a TUR.1, se estima en un 2,3%.

Gráfico 1. Incremento de la facturación media de los consumidores con derecho a acogerse a la TUR.1 sobre las tarifas vigentes, en función del tramo de consumo.

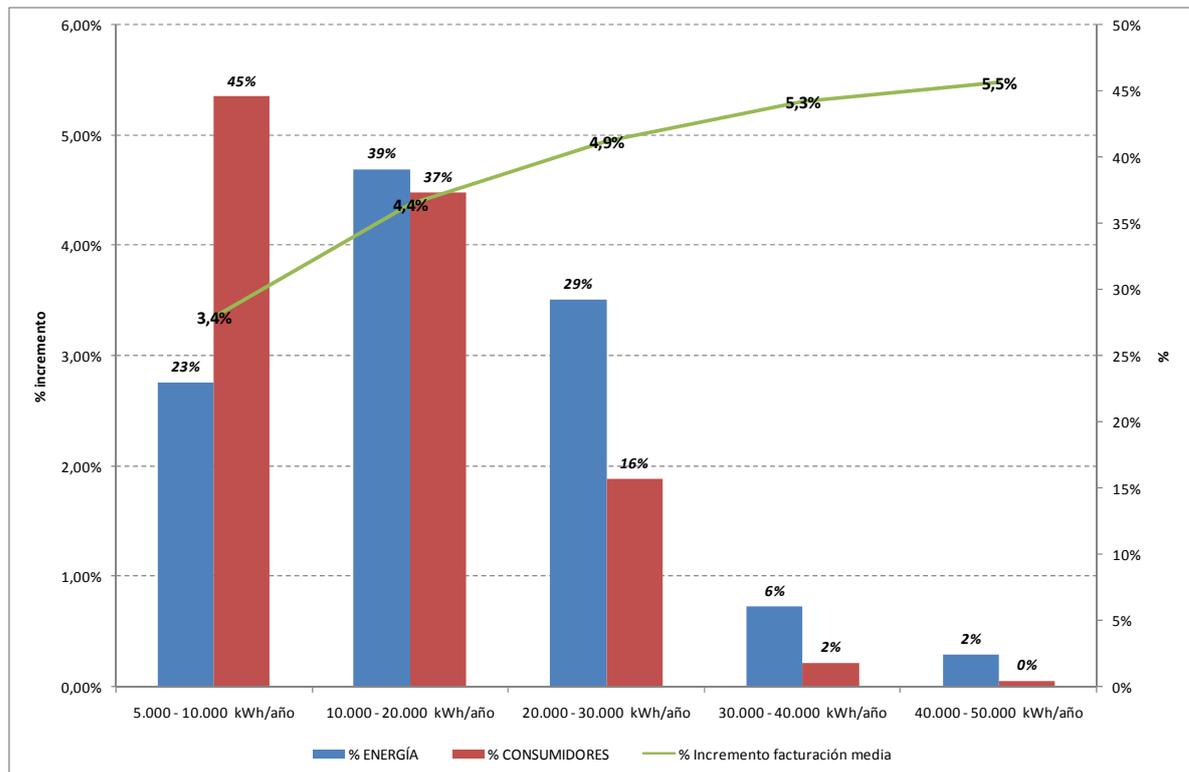


Fuentes: Orden ITC/3520/2009, Orden ITC/1506/2010 y CNE

En relación con la TUR.2, el incremento resultante para los consumidores con un consumo anual inferior a los 10.000 kWh/año, grupo que concentra el 45% de los consumidores de este segmento

se estima en un 3,4%, mientras que el aplicable a los consumidores con un consumo anual comprendido entre los 10.000 y los 20.000 kWh/año, grupo que concentra en 37% de los consumidores se estima en un 4,4%.

Gráfico 2. Incremento de la facturación media de los consumidores con derecho a acogerse a la TUR.2 sobre las tarifas vigentes, en función del tramo de consumo.



Fuentes: Orden ITC/3520/2009, Orden ITC/1506/2010 y CNE

5 OTRAS CONSIDERACIONES

5.1 Peaje temporal de materia prima

La Orden ITC/3520/2009 prorrogó el peaje temporal para usuarios de la tarifa de materia prima hasta el 1 de enero de 2011.

El artículo único de la propuesta de Orden establece que *“Los importes antes de impuestos de los peajes y cánones asociados al uso de las instalaciones de la red básica, transporte secundario y distribución de gas natural, en vigor a partir de las cero horas del 1 de julio son los contenidos en el anexo de la presente orden”*, estableciendo la derogación de cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente orden.

Teniendo en cuenta lo anterior, podría ser objeto de interpretación si el citado peaje continua vigente a partir del 1 de julio de 2010. Debido a que en la Memoria que acompaña a la Orden se hace referencia al citado peaje temporal de materia prima, se propone la introducción del siguiente párrafo en la Disposición Derogatoria única, ya presente en la Orden ITC/1724/2009.

No obstante lo anterior, se mantiene en aplicación lo dispuesto en la Disposición Transitoria segunda «Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima (PA)» de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Cabe señalar, que esta Comisión valoraría de forma positiva la supresión del peaje temporal de materia prima, en la medida en que todos los suministros deben sufragar los costes que un suministro hace incurrir al sistema, independiente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento, aspecto puesto de manifiesto en el Informe 37/2007. La consideración de dichos suministros en los peajes generales supondría unos ingresos adicionales, en términos anuales, de 9,6 M€.

5.2 Peaje aplicable a la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto

La Orden ITC/3520/2009, estableció los peajes aplicables a la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto, manteniendo los valores establecidos en la Orden ITC/1724/2009, esto es, 0 cent/kWh. La propuesta de Orden no hace referencia al citado peaje, por lo que se podría entender que elimina dicho peaje.

En relación, con la eliminación de este peaje:

- Como ya ha manifestado la CNE en varias ocasiones y en particular en su Informe 20/2009 sobre la Propuesta de Orden que dio lugar a la publicación de la citada Orden ITC/1724/2009, las modificaciones que afectan a la estructura de peajes deberían realizarse a través de una norma de rango superior, y no a través de una orden ministerial cuyo objeto es la revisión de la cuantía de los peajes a la vista de las desviaciones en la previsión del saldo entre costes e ingresos en el sistema.
- La Memoria que acompaña a la Propuesta no ofrece justificación alguna de la supresión del peaje. Con independencia de que el precio del mismo estuviera fijado en 0 cent €/kWh para todas las entradas por gasoducto al sistema, su eliminación debería ir acompañada de una justificación que explique los motivos que llevan al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a contemplar su supresión un año después de su creación.
- Con independencia de las consideraciones anteriores, se valora de forma positiva que se haya eliminado el peaje aplicable al gas introducido por las conexiones internacionales por gasoducto, peaje que se había introducido por primera vez en la Orden ITC/3520/2009 y que tenía todos sus términos a cero, por lo que introducía incertidumbre entre sus usuarios y la superposición de este peaje con el peaje de tránsito internacional podría dar lugar al efecto “pancaking”.

5.3 Coeficientes del peaje de Tránsito Internacional

En relación con el peaje de tránsito internacional cabe realizar las mismas consideraciones que las contenidas en el informe 37/2008⁶ y 34/2009, sobre los siguientes aspectos.

⁶ Informe 37/2008 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista. Disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne169_08.pdf

En primer lugar, se reitera la necesidad de establecer un nuevo tratamiento de los peajes internacionales, convirtiéndolos en peajes de utilización de las interconexiones (entrada/salida) desagregados, y promoviendo el desarrollo de mercados de compra – venta de gas en el punto de balance del sistema español (AOC).

En este sentido, cabe recordar que el artículo 13 del Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las tarifas de acceso a las redes, establece un periodo transitorio, hasta el 3 de septiembre de 2011, para que los Estados Miembros dejen de aplicar tarifas de acceso basadas en itinerarios contractuales.

En segundo lugar, se considera más adecuado renombrar este peaje como peaje por el uso de las interconexiones, en lugar de peaje de tránsito.

En tercer lugar, se considera que en el caso de mantenerse la redacción de la propuesta de Orden, se debería incluir la posibilidad de realizar exportaciones a través del Medgaz, de forma análoga a lo considerado para Tarifa.

Finalmente, en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifica la necesidad de modificar los coeficientes de salida por Irún, ya que la distancia Irún y Larrau no justifica un tratamiento diferenciado. No obstante, en la citada memoria no se hace referencia a la modificación del peaje internacional con entrada en Medgaz y salida por Portugal–Badajoz, por lo que se echa en falta una justificación en la memoria que permita valorar su motivo.

5.4 Fe de erratas

En relación a posibles erratas, se considera lo siguiente:

- La Disposición final de la Propuesta debería decir que la única excepción a la entrada en vigor de la orden el 1 de julio de 2010 serían los peajes de transporte y distribución interrumpibles que estarían en vigor entre el 1 de octubre de 2010 y 1 de abril de 2011. El canon de almacenamiento subterráneo entraría en vigor el 1 de julio de 2010, como el resto de los peajes.
- En el Anexo, apartado Quinto.3 el peaje al que se hace referencia en la tabla debe ser el Peaje 2 bis
- En la Propuesta de Orden aparece duplicado el primer párrafo del apartado Quinto del Anexo, de título “Peaje de transporte y distribución interrumpible”, con la siguiente redacción:

“El peaje de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término de reserva de capacidad, y un término de conducción, éste último se diferenciará en función de la presión de diseño, a la que se conecten las instalaciones del consumidor.”

6 CONSIDERACIONES FINALES

Sobre la base del análisis mostrado en el presente informe, se concluye lo siguiente:

1. En la actualidad existe un alto grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural en la segunda parte de 2010, justificado por las incertidumbres existentes sobre el crecimiento de la actividad económica durante dicho periodo, como por la evolución de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica, que depende del escenario de

hidraulicidad que finalmente se produzca, de los precios relativos del gas y del carbón, de la evolución de la cotización internacional de los derechos de emisión del CO₂, de la energía aportada por las instalaciones de régimen especial y de la efectividad del Real Decreto 134/2010. La previsión de la propuesta de Orden sobreestima en aproximadamente 10.000 GWh a las últimas actualizaciones de la demanda por parte del GTS en abril y junio de 2010.

2. En relación con los costes considerados en la propuesta de Orden se señala, por una parte, que no se ha tenido en cuenta la última información disponible relativa a los costes variables y, por otra parte, que emplear un criterio de devengo, supone transferir costes a ejercicios futuros. En consecuencia, esta Comisión recomienda ir haciendo una provisión adecuada de costes, al objeto de no acumular costes de años anteriores.
3. Según los escenarios de facturación elaborados a partir de las previsiones de demanda del GTS de abril y junio de 2010, los peajes y cánones de la propuesta de Orden serían insuficientes para cubrir los costes del sistema (3.002 M€), pudiendo generarse un déficit de aproximadamente 148 M€ y 199 M€. Considerando el escenario de costes de la CNE (3.021 M€) el déficit sería superior en 20 M€.
4. No están justificada metodológicamente las diferencias en las variaciones de los peajes y cánones de la propuesta de Orden. Se insiste una vez más en la necesidad de establecer una metodología de asignación de costes para establecer los peajes y cánones. Asimismo, se considera que las revisiones de peajes y cánones con periodicidad inferior al año deberían estar previstas en la propia metodología, indicando, en su caso, los supuestos en los que es aconsejable realizar revisiones adicionales a las previstas con carácter general.
5. En relación con la eliminación del peaje aplicable a la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto, esta Comisión señala que su eliminación debería de ir acompañada de una justificación. No obstante y con independencia de las consideraciones anteriores, se valora positivamente su eliminación, ya que el citado peaje introducía incertidumbre entre sus usuarios y podría dar lugar al efecto “pancaking”.
6. Se reitera, la necesidad de establecer un nuevo tratamiento de los peajes internacionales, convirtiéndolos en peajes de utilización de las interconexiones (entrada/salida) desagregados, y promoviendo el desarrollo de mercados de compra – venta de gas en el punto de balance del sistema español (AOC).

ANEXO I
VARIACIONES PEAJES PROPUESTOS RESPECTO DE
LA ORDEN ITC/3520/2010

ANEXO I: VARIACIONES PEAJES PROPUESTOS RESPECTO DE LA ORDEN ITC/3520/2010

Cuadro 9. Variaciones de los peajes y cánones de la propuesta de Orden sobre los establecidos en la Orden ITC/3520/2009

	Orden ITC/3520/2009			Propuesta OM Julio 2010			% variación propuesta OM Julio 2009 sobre Orden ITC/3520/2009		
Regasificación									
	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo	Término fijo	Término variable
Peaje de regasificación	1,609900		0,0096	1,687200		0,0101	4,8%		5,2%
Peaje de descarga de buques									
Barcelona		13,946	0,0029		14,615	0,0030		4,8%	3,4%
Huelva		27,893	0,0056		29,232	0,0059		4,8%	5,4%
Cartagena		27,893	0,0056		29,232	0,0059		4,8%	5,4%
Sagunto		27,893	0,0056		29,232	0,0059		4,8%	5,4%
Mugardos		0	0,0000		0	0,0000			
Bilbao		13,946	0,0029		14,615	0,0030		4,8%	3,4%
Peaje de carga de cisternas	2,364700		0,0139	2,478200		0,0146	4,8%		5,0%
Canon de almacenamiento GNL			Término variable Tv c€/MWh/día 2,8907			Término variable Tv c€/MWh/día 2,8907			Término variable 0,00%
Peaje de trasvase de GNL a buques		Término fijo €/operación 156,208	Término variable c€/kWh 0,1381000		Término fijo €/operación 163,706	Término variable c€/kWh 0,1447		Término fijo 4,8%	Término variable 4,8%
Almacenamiento Subterráneo									
	Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (TV): c€/kWh		Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (TV): c€/kWh		Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (TV): c€/kWh	
		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción
Canon de almacenamiento subterráneo	0,041100	0,024400	0,013100	0,041100	0,024400	0,013100	0,00%	0,00%	0,00%
Transporte y Distribución									
	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes				Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes				Término fijo
1. Término Reserva de Capacidad	0,8905				0,9332				4,80%
	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes	Término fijo Ttj €/consumidor/mes	Término variable Ttj c€/kWh	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes	Término fijo Ttj €/consumidor/mes	Término variable Ttj c€/kWh	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable
2. Término de Conducción									
Peaje 1 (P>60 bar)									
1.1	2,8372		0,0695	2,9734		0,0728	4,8%		4,7%
1.2	2,5347		0,0560	2,6564		0,0587	4,8%		4,8%
1.3	2,3526		0,0505	2,4655		0,0529	4,8%		4,8%
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)									
2.1	20,7742		0,1588	21,7714		0,1664	4,8%		4,8%
2.2	5,6385		0,1267	5,9091		0,1328	4,8%		4,8%
2.3	3,6918		0,1025	3,8690		0,1074	4,8%		4,8%
2.4	3,3831		0,0920	3,5455		0,0964	4,8%		4,8%
2.5	3,1102		0,0807	3,2595		0,0846	4,8%		4,8%
2.6	2,8609		0,0700	2,9982		0,0734	4,8%		4,9%
Peaje 2 bis (P<=4 bar)									
2.1 bis	22,7800		0,1739	23,8700		0,1822	4,8%		4,8%
2.2 bis	9,5100		0,2137	9,9700		0,2240	4,8%		4,8%
2.3 bis	6,8800		0,1914	7,2100		0,2006	4,8%		4,8%
Peaje 3 (P<= 4 bar)									
3.1		2,0700	2,3653		1,9700	2,2518		-4,8%	-4,8%
3.2		4,7500	1,8011		4,5200	1,7115		-4,8%	-5,0%
3.3		44,5300	1,2842		46,6700	1,3458		4,8%	4,8%
3.4		66,4800	1,0293		69,6700	1,0787		4,8%	4,8%
3.5	4,8647		0,1260	5,0982		0,1320	4,8%		4,8%

ANEXO II

ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTOS PARA 2010

ANEXO II: ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2010

El 16 de julio de 2009, esta Comisión solicitó, entre otra información, al GTS la demanda prevista para el Cierre de 2009 y para el año 2010, indicando que en caso que con posterioridad a la remisión de información se detectaran hechos relevantes que afectaran a las previsiones de demanda de gas natural, se procedería a la actualización de las mismas.

En aplicación de lo anterior, el pasado 30 de abril de 2010, el GTS remitió a esta Comisión escenario de previsión actualizado para el ejercicio 2010.

Dicho escenario actualizado se caracteriza por un incremento de la demanda convencional de 8,2 TWh (+3,3%) sobre la previsión inicial de 2010, consecuencia de un incremento de 6 TWh por las bajas temperaturas registradas en los meses de enero, febrero y marzo de 2010, en los que se declararon tres “Olas de Frío”, y un incremento de 2,2 TWh por una mayor recuperación del sector industrial.

En relación con la demanda destinada a la generación eléctrica, el escenario actualizado considera un incremento de 6 TWh, consecuencia de la revisión del escenario de cobertura de la demanda eléctrica previsto para 2010.

Dicha revisión del escenario de cobertura de la demanda eléctrica para 2010, tiene en cuenta lo siguiente:

- Escenario actualizado de demanda previsto por el OS para el ejercicio 2010
- Hidráulica: Escenario de generación hidráulica dentro del extremo húmedo hasta el mes de mayo, descendiendo progresivamente hasta un escenario de hidraulicidad medio.
- Eólica: Se consideran los factores de utilización medios mensuales registrados durante los últimos 10 años, aplicado al crecimiento de la demanda instalada previsto
- Carbón: Escenario de equilibrio entre los precios de gas y los precios del carbón, teniendo en cuenta la entrada en vigor del RD 134/2010, de 12 de febrero a final de año.

Utilizando la información remitida por el GTS, esta Comisión ha actualizado el escenario de demanda previsto para 2010, considerando lo siguiente:

- El incremento de la demanda convencional resultante de las olas de frío registradas en el primer trimestre de 2010, se ha imputado a la demanda del grupo 3, proporcionalmente al escenario de demanda previsto para dicho año en diciembre de 2009.
- El incremento de la demanda convencional resultado de una mayor recuperación industrial, se ha atribuido a la demanda de los grupos 1 y 2, proporcionalmente al escenario de demanda previsto para dicho año en diciembre de 2009.
- El incremento de la demanda destinada a la generación eléctrica, se ha imputado a los grupos 1, 2 y 4 (interrumpibles), proporcionalmente al escenario de demanda previsto para dichas instalaciones en diciembre de 2009.
- Se ha procedido a recalcular las necesidades de regasificación, descarga de GNL y carga en cisternas, aplicando el procedimiento descrito en el anexo I del informe 34/2009⁷, considerando como importaciones por la Conexiones Internacionales (GN) el importe previsto por el GTS para 2010 en abril de este año (122.824 GWh).

⁷ Informe 34/2009 de la CNE 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 del sector gasista para el año 2010.

Adicionalmente, se ha procedido a revisar los caudales contratados según la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (SIFCO).

En el Cuadro 1, se comparan las previsiones de las variables de facturación para 2010 consideradas en diciembre de 2009, y las resultantes de la actualización.

Cuadro 1. Previsión de demanda y variables de facturación para el ejercicio 2010

Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2009								
Previsión diciembre				Escenario actualizado				
Regasificación	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados		Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados			
	1.244.239	247.443		1.207.082	283.558			
Descarga de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques		Nº de buques	GWh descargados de buques			
	425	261.574		441	297.840			
Carga en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas		Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas			
	31.063	11.183		31.430	11.315			
Almacenamiento de GNL	Volumen de gas almacenado (GWh)			Volumen de gas almacenado (GWh)				
	6.933			6.784				
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados/Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados/Extraídos			
	28.069	23.743		28.069	23.743			
Demanda (MWh)								
	Previsión diciembre				Escenario actualizado			
	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)
Grupo 1	159.464.220	84	991.642.100	44,1%	165.246.366	84	872.832.628	51,9%
Grupo 2	128.923.151	4.414	562.297.703	62,8%	132.060.319	4.414	607.712.785	59,5%
Grupo 3	66.631.215	7.174.571	508.675.541	35,9%	72.631.215	7.174.571	508.675.541	39,1%
Materia Prima	4.230.622	2	19.500.000	59,4%	4.230.622	2	19.475.038	59,5%
Grupo 4 (Interrumpible)	18.815.922	12	154.016.000	33,5%	19.282.701	12	154.016.000	34,3%
Total	378.065.130	7.179.083	2.236.131.345	46,3%	393.451.223	7.179.083	2.162.711.993	49,8%

ANEXO III

IMPACTO DE LA PROPUESTA DE ORDEN EN LA TUR

ANEXO III. IMPACTO DE LA PROPUESTA DE ORDEN EN LA TUR

1. INTRODUCCIÓN

La Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural determina en su artículo 10 que el término variable de las TUR se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima C_n , de acuerdo al valor obtenido de la aplicación de la fórmula del artículo 8, experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento. Asimismo, establece que se actualizará en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor.

La Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, modifica las fórmulas de determinación del canon de almacenamiento subterráneo y del peaje de descarga de buques, así como diversos parámetros utilizados en el procedimiento de determinación del coste del gas.

El pasado 8 de junio de 2010 tuvo entrada en esta Comisión propuesta de Orden Ministerial por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del día 1 de julio de 2010, en la que se modifican los peajes y cánones que se utilizan para determinar las TUR. Se han utilizado los valores contenidos en dicha propuesta para calcular las TUR aplicables a partir del 1 de julio.

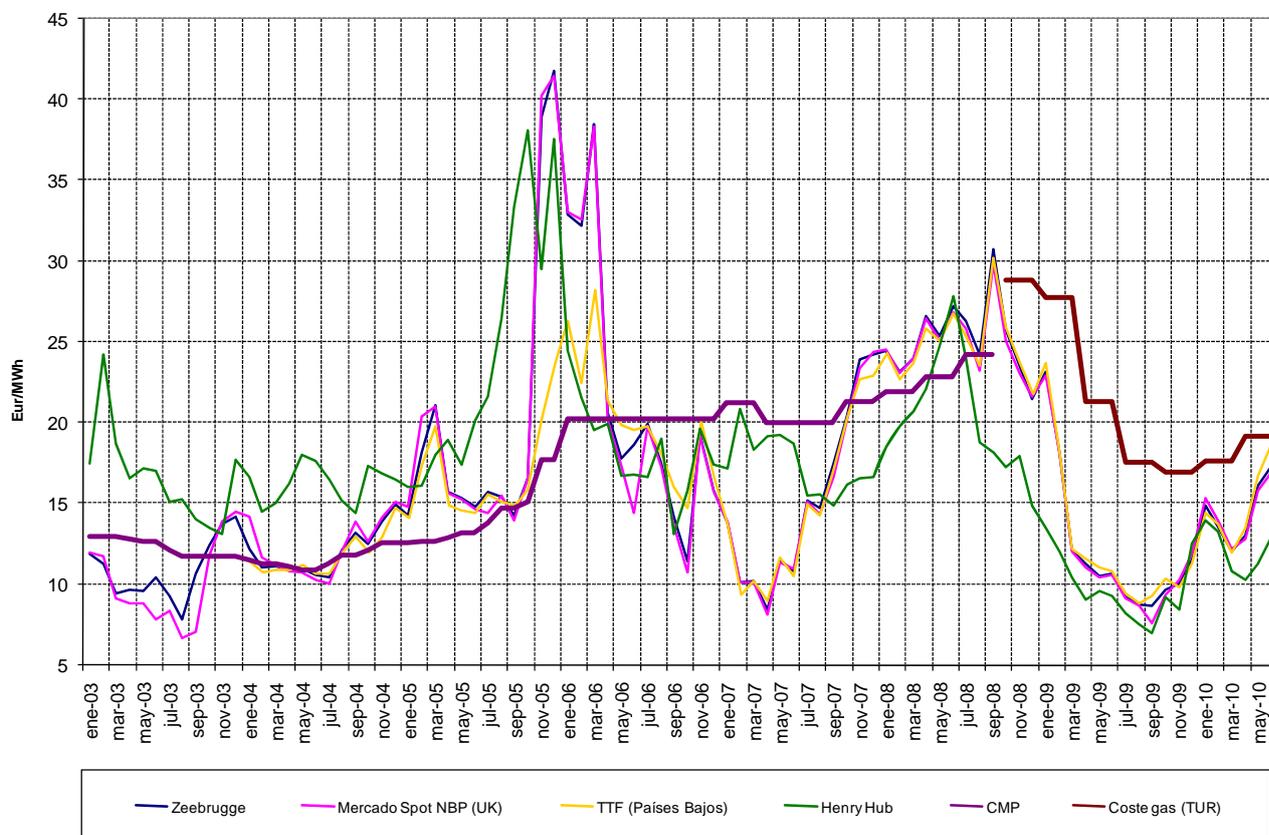
2. EVOLUCIÓN DEL COSTE DEL GAS EN LOS MERCADOS INTERNACIONALES

A efectos informativos se ha analizado la situación la cotización del gas natural en los mercados internacionales donde en la actualidad se está observando un repunte tras las caídas registradas anteriormente (Véase Gráfico 3).

En particular, tras la fuerte caída experimentada en las cotizaciones del gas en los mercados internacionales en el periodo comprendido entre septiembre de 2008 y agosto de 2009, consecuencia de la evolución de la crisis económica y su impacto sobre la demanda energética, se observa un repunte a partir de septiembre de 2009, lo que se ha traducido en un incremento de precios entre agosto de 2009 y junio de 2010⁸ del 95%.

⁸ Información disponible a 17 de junio de 2010.

Gráfico 3. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales.



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNE.

3. DETERMINACIÓN DEL COSTE DE LA MATERIA PRIMA

De acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/1660/2009 y en la Orden ITC/1506/2010, el coste del gas a incorporar a las tarifas de último recurso, es el resultado de la ponderación del coste de aprovisionamiento del gas de invierno y del coste de aprovisionamiento del gas de base.

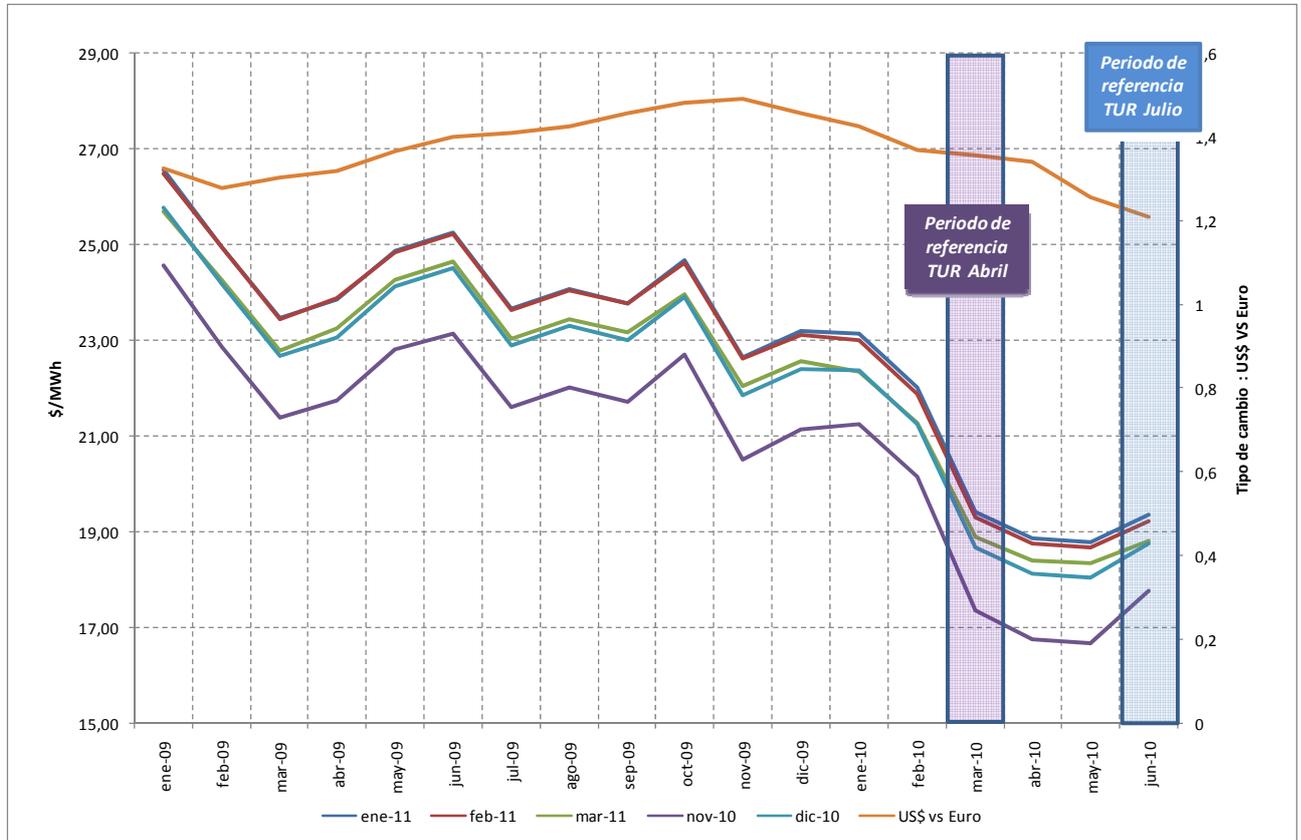
El coste del aprovisionamiento del gas de invierno, es el resultado de ponderar en un 50% el precio resultante de la subasta, realizada el 16 de junio de 2010, y en un 50% el precio de referencia de aprovisionamiento del gas de invierno, que depende de la cotización de los futuros de gas con entrega entre enero 2011 y marzo 2011 y entre noviembre y diciembre de 2010, en el NBP y en al Henry Hub.

Cabe señalar que el resultado de la subasta para el producto gas de invierno celebrada el 16 de junio de 2010 fue de 24,44 €/MWh, lo que es un 23% superior al resultado de la subasta celebrada el pasado 16 de junio de 2009 (19,77 €/MWh).

Los futuros que se tienen en cuenta a la hora de calcular el coste del gas de invierno para calcular las TUR del tercer trimestre de 2010 son los futuros con entrega en enero, febrero y marzo de 2011 y en noviembre y diciembre de 2010.

En el Gráfico 4 se muestra la cotización de los futuros con entrega enero 2011 y marzo 2011 y entre noviembre y diciembre de 2010 en el Henry Hub en \$/MWh, así como el tipo de cambio \$/€.

Gráfico 4. Evolución de la cotización de los futuros con entrega entre enero 2010 y marzo 2010 y entre noviembre y diciembre de 2010 en el Henry Hub.

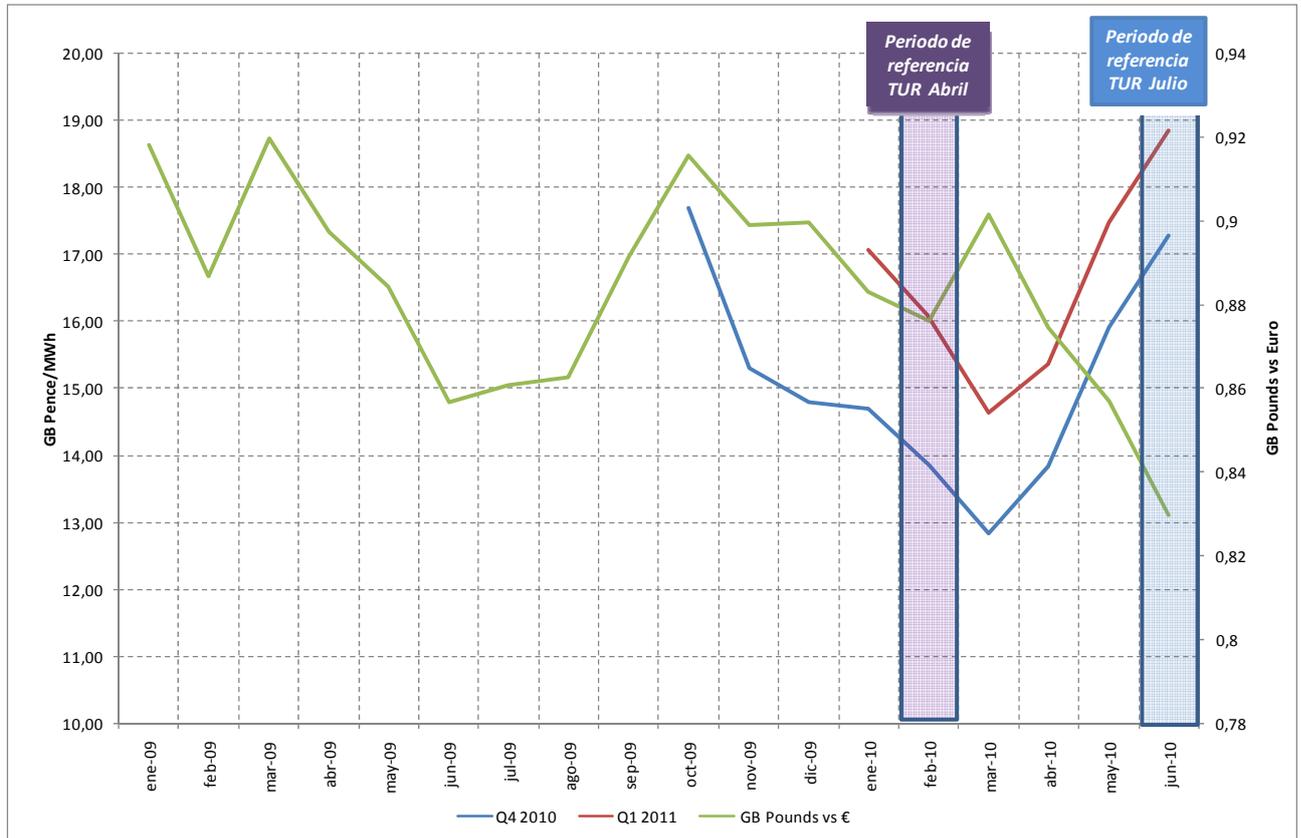


Fuente: Platts

Si se comparan las cotizaciones registradas en el mes de junio de 2010, periodo de referencia para el cálculo de la TUR correspondiente al tercer trimestre de 2010, con las registradas en marzo de 2010, periodo de referencia para el cálculo de la TUR correspondiente al segundo trimestre de 2010, se observa que se ha producido una depreciación del euro frente al dólar, del 11%, y un incremento de las cotizaciones registradas en el mercado de futuro para los productos anteriormente comentados de entre el 12 y el 15%.

En el Gráfico 5 se muestra la cotización de los futuros con entrega durante el primer trimestre de 2011 y el cuarto trimestre de 2010 en el NBP en GB Pence/MWh, así como el tipo de cambio GB Pence vs €.

Gráfico 5. Evolución de la cotización de los futuros con entrega entre noviembre de 2009 y marzo de 2010 en el NBP.



Fuente: Platts

Si se comparan las cotizaciones registradas en el mes de junio de 2010, periodo de referencia para el cálculo de la TUR correspondiente al tercer trimestre de 2010, con las registradas en marzo de 2010, periodo de referencia para el cálculo de la TUR correspondiente al segundo trimestre de 2010, se observa que se ha producido una depreciación del euro frente a la libra, del 8%, y un incremento de las cotizaciones registradas en el mercado de futuro para los productos anteriormente comentados del 46% para el Q4 de 2010, y del 40% para el Q1 de 2011.

Lo anterior implica que las cotizaciones del HH y NBP empleadas en el cálculo del término variable de la TUR para el 3º trimestre de 2010 sean superiores en un 13% y 45%, respectivamente, a la consideradas en el segundo trimestre de 2010, determinando que el coste del producto de gas de invierno se incremente en un 30% respecto al del segundo trimestre.

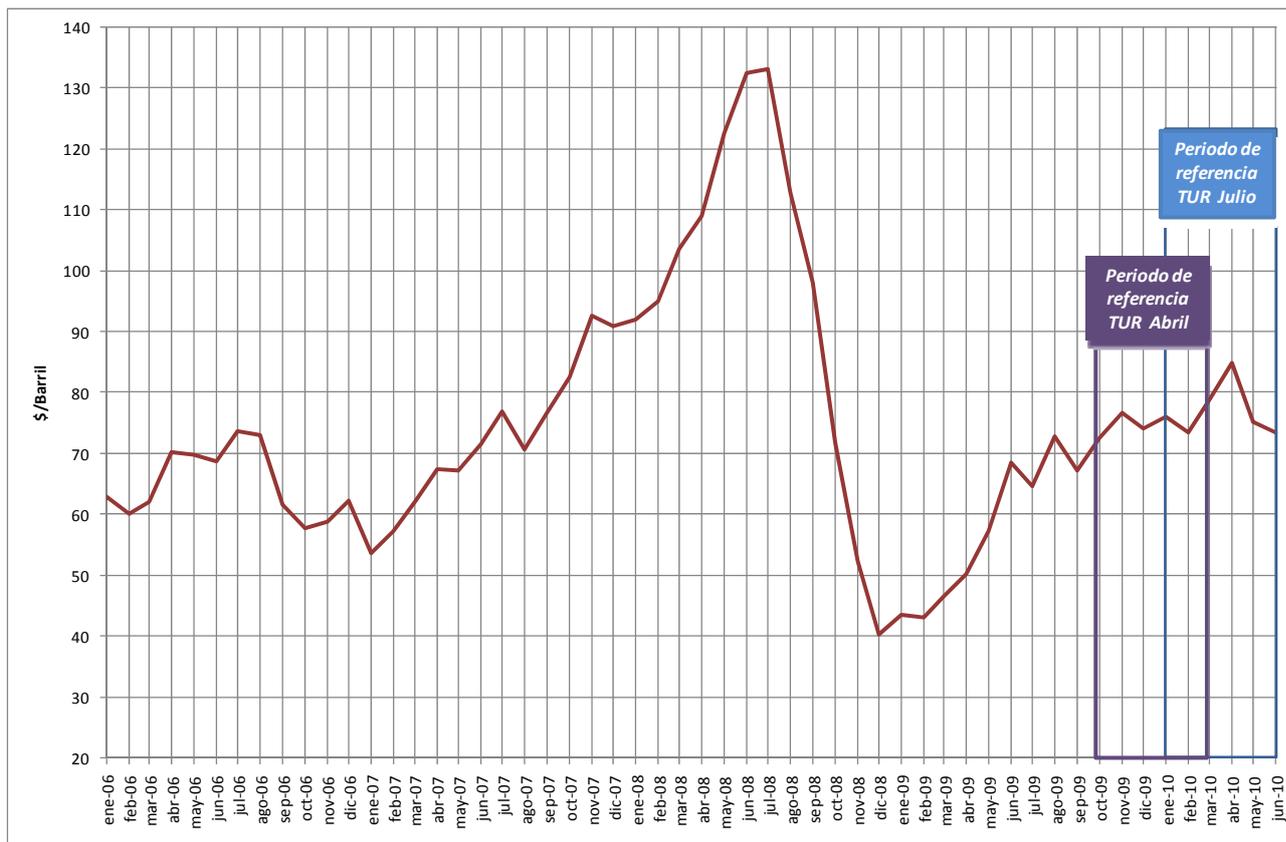
El coste del aprovisionamiento del gas de base es el resultado de ponderar en un 50% el precio resultante de la subasta, realizada el 16 de junio de 2010, y en un 50% el precio de referencia de aprovisionamiento del gas de base, dependiendo ambos productos de la cotización del Brent y del tipo de cambio \$/€.

Cabe señalar que el resultado de la subasta para el producto gas de base celebrada el 16 de junio de 2010 fue de 21,67 €/MWh, lo que es un 34% superior al resultado de la subasta celebrada el

pasado 16 de junio de 2009 (16,18 €/MWh), pero sólo un 6% al precio de la subasta considerado en el cálculo de las TUR correspondientes al segundo trimestre de 2010.

Durante, los últimos meses y tras el periodo de incremento de precios registrado a comienzo del 2009, la cotización del crudo Brent, se ha mantenido en los 70 \$/barril y los 80\$/barril registrándose una pequeña senda descendiente a partir de mayo de 2010.

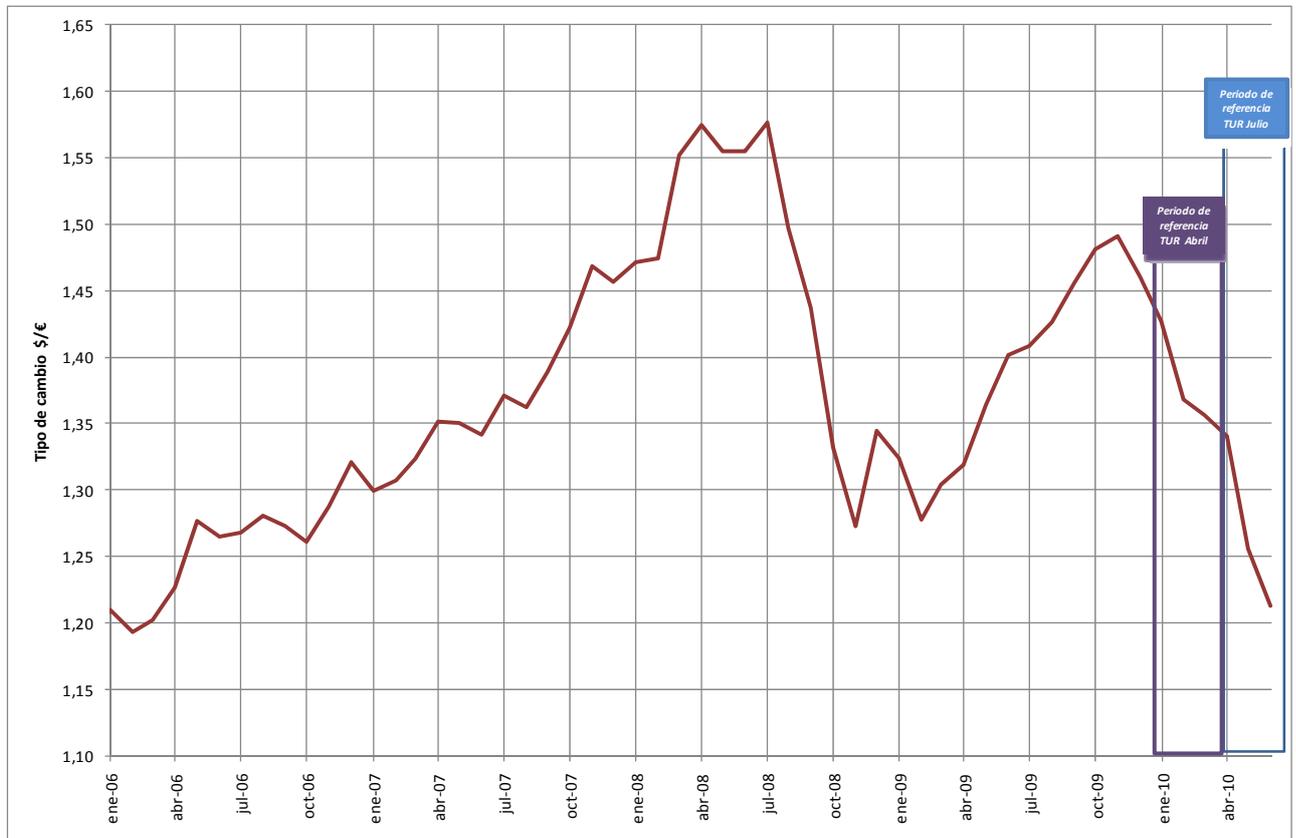
Gráfico 6. Evolución de la cotización del Brent en los mercados internacionales (\$/barril).



Fuente: Platts

Por otra parte, el tipo de cambio \$/€, ha registrado una depreciación de la moneda europea desde octubre de 2009, más acusada a partir de mayo de 2010.

Gráfico 7. Evolución de la cotización del tipo de cambio (\$/€)

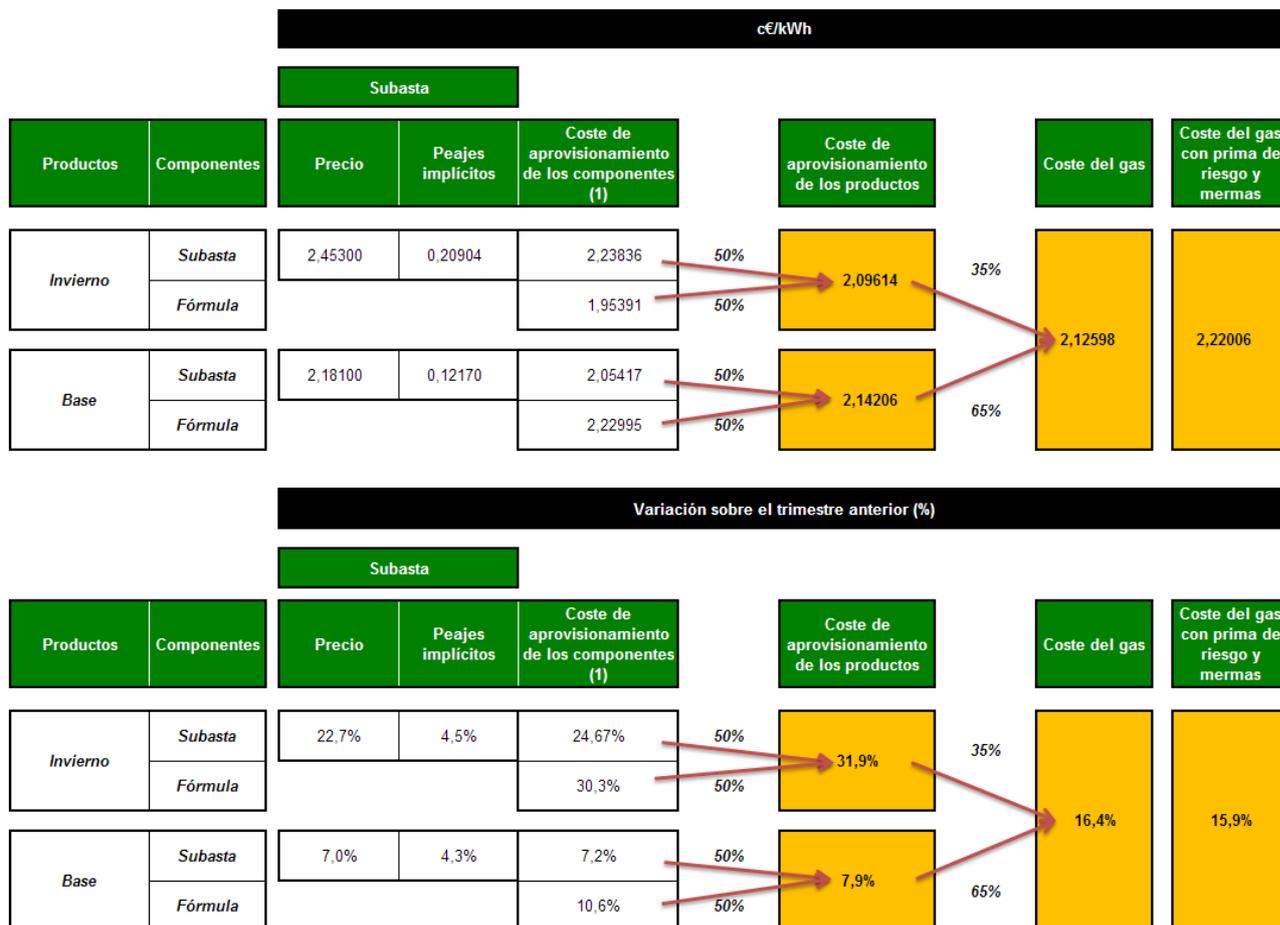


Fuente: Platts

Como resultado de lo anterior, el coste del producto de gas de base a considerar en el cálculo de la TUR correspondiente al segundo trimestre de 2010 se incrementa en un 10,63% sobre el considerado en el cálculo de la TUR correspondiente al segundo trimestre de 2010, resultando de un incremento del coste del crudo de un 2,31% y de una reducción del tipo de cambio €/€ del 8,05%

El coste del gas durante el tercer trimestre de 2010 resultante de lo anterior se estima en 2,22006 c€/kWh, superior en un 15,9% al considerado en el segundo trimestre de 2010. (Véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Coste del gas durante el tercer trimestre de 2010 y el segundo trimestre de 2010 (c€/kWh)



4. TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO A APLICAR A PARTIR DEL 1 DE ABRIL DE 2010.

En el cuadro 2 se compara, por componente de coste, las TUR correspondientes al segundo trimestre de 2010 y al primer trimestre de 2010.

Cuadro 2. TUR aplicables a partir del 1 de enero de 2010 y durante el cuarto trimestre de 2009.

TUR - 1									
Concepto	Q3 2010			Q2 2010			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,164150		0,078572	0,156639		0,074977	4,80%		4,80%
Canon AA.SS		0,0687633	0,068763		0,0571315	0,057132		20,36%	20,36%
Peaje Regasificación	0,263917	0,0073594	0,133686	0,251825	0,0069951	0,127534	4,80%	5,21%	4,82%
Peaje Descarga buques		0,0071131	0,007113		0,0067656	0,006766		5,14%	5,14%
Canon GNL		0,0089129	0,008913		0,0088282	0,008828		0,96%	0,96%
Término de conducción	1,970000	2,2518000	3,194760	2,070000	2,3653000	3,356126	-4,83%	-4,80%	-4,81%
Total peajes	2,39807	2,3439487	3,49181	2,47846	2,4450204	3,63136	-3,24%	-4,13%	-3,84%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,76270	1,42000	0,083000	0,76270	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		2,220058	2,22006		1,916199	1,91620		15,86%	15,86%
TUR	3,82000	4,647007	6,47549	3,90000	4,444219	6,31099	-2,05%	4,56%	2,61%

TUR - 2									
Concepto	Q3 2010			Q2 2010			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,67083		0,078490	0,640132		0,074898	4,80%		4,80%
Canon AA.SS		0,068763	0,068763		0,0571315	0,057132		20,36%	20,36%
Peaje Regasificación	1,07843	0,007359	0,133541	1,029021	0,0069951	0,127395	4,80%	5,21%	4,82%
Peaje Descarga buques		0,007113	0,007113		0,0067656	0,006766		5,14%	5,14%
Canon GNL		0,008913	0,008913		0,0088282	0,008828		0,96%	0,96%
Término de conducción	4,52000	1,711460	2,240321	4,750000	1,8011000	2,356872	-4,84%	-4,98%	-4,95%
Total peajes	6,26926	1,803609	2,53714	6,41915	1,8808204	2,63189	-2,34%	-4,11%	-3,60%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,24915	1,42000	0,083000	0,24915	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		2,220058	2,22006		1,916199	1,91620		15,86%	15,86%
TUR	7,69000	4,106667	5,00643	7,84000	3,880019	4,79734	-1,91%	5,84%	4,36%

Fuentes: Orden ITC/3520/2009, y Resolución de 28 de diciembre de 2009

Cabe destacar, el incremento del coste del canon de almacenamiento subterráneo (20,36%) resultante de la aplicación de la Orden ITC/1506/2009, que modificó en número de días a considerar en el cálculo de dicho canon pasado de considerarse una capacidad de almacenamiento de 40 a 48 días, y una capacidad de inyección –extracción de 30 a 38 días de la demanda.

Adicionalmente, cabe señalar que teniendo en cuenta la última información disponible en el momento de elaboración del presente informe, se estima que el coste del gas a incorporar en las TUR aplicables a partir del 1 de julio de 2010, se incremente en un 15,9% sobre el incluido en las TUR actualmente vigentes, resultado de un incremento del 31,9% del coste del gas de invierno y de un incremento del 7,9% del gas de base.

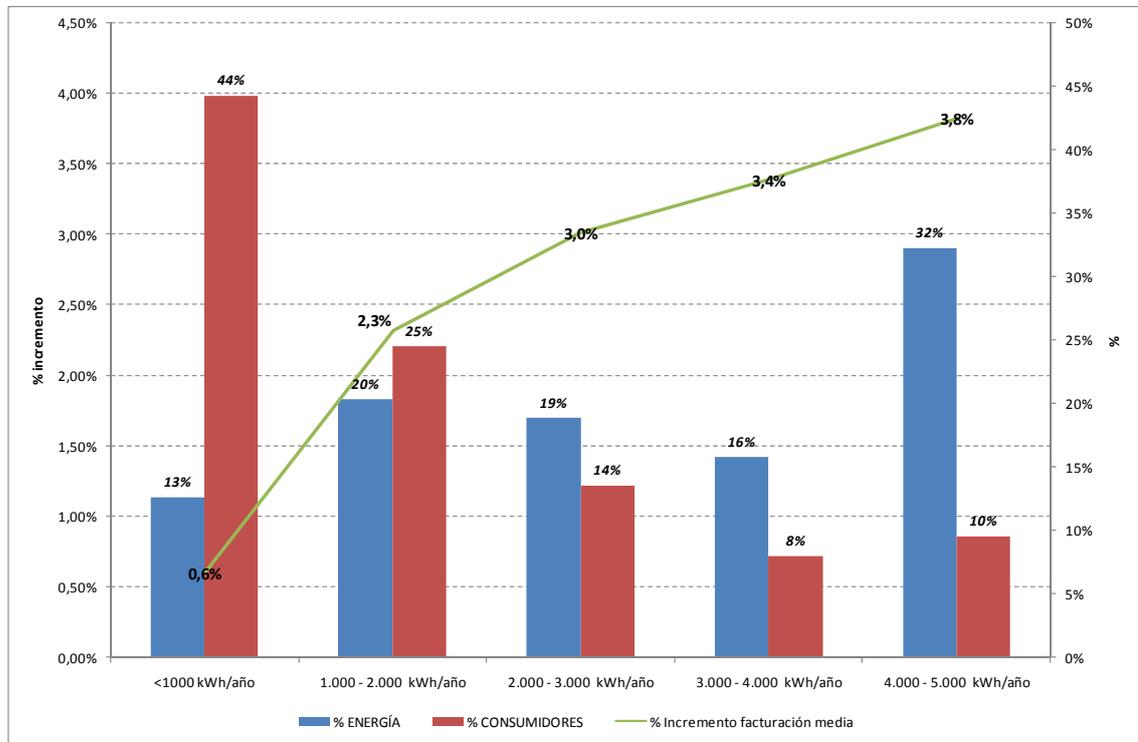
El impacto conjunto de la variación del componente de acceso y del coste del gas podría suponer un aumento de la facturación media de las TUR en el tercer trimestre de 2010 de un 2,61% para la TUR.1 y del 4,36% para la TUR.2, respecto de las vigentes en el segundo trimestre de 2010.

No obstante, las citadas variaciones no se trasladan de forma homogénea a los términos fijos y variables de las TUR, obteniéndose una reducción de los término fijos, del 2,05% para la TUR.1 y de un 1,91% para la TUR.2, respectivamente, y un incremento de los términos variables, del 4,56% para la TUR.1 y de un 5,84% para la TUR.2, respectivamente, por lo que el impacto sobre los consumidores dependerá del tamaño de los mismos.

En el Gráfico 6y en el Gráfico 7 se muestra el incremento en la facturación media de la TUR previsto para el tercer trimestre de 2010, sobre los precios del segundo trimestre de 2010, por tramos de consumo anual.

Se observa que, para la TUR.1, el incremento resultante para los consumidores con un consumo anual inferior a los 1.000 kWh/año, que concentra el 44% de los consumidores acogidos a la TUR.1, se estima en el 0,6%, mientras que el aplicable a los consumidores con un consumo anual comprendido entre los 1.000 y los 2.000 kWh/año, que concentra un 25% de los consumidores acogidos a TUR.1, se estima en un 2,3%.

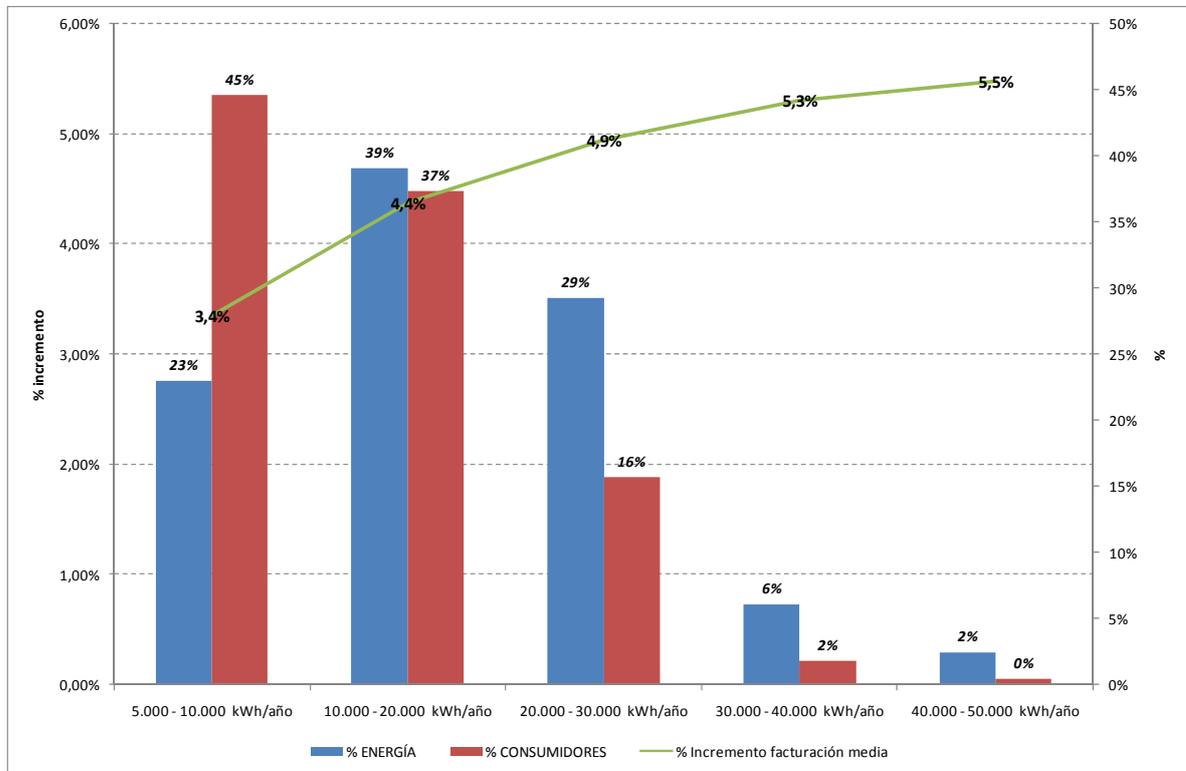
Gráfico 6. Incremento de la facturación media de los consumidores con derecho a acogerse a la TUR.1 sobre las tarifas vigentes, en función del tramo de consumo.



Fuentes: Orden ITC/3520/2009, Orden ITC/1506/2010 y CNE

En relación con la TUR.2, el incremento resultante para los consumidores con un consumo anual inferior a los 10.000 kWh/año, grupo que concentra el 45% de los consumidores de este segmento se estima en un 3,4%, mientras que el aplicable a los consumidores con un consumo anual comprendido entre los 10.000 y los 20.000 kWh/año, grupo que concentra en 37% de los consumidores se estima en un 4,4%.

Gráfico 7. Incremento de la facturación media de los consumidores con derecho a acogerse a la TUR.2 sobre las tarifas vigentes, en función del tramo de consumo.



Fuentes: Orden ITC/3520/2009, Orden ITC/1506/2010 y CNE