

OBSERVACIONES PARTICULARES DE LAS COMERCIALIZADORAS DEL GRUPO NATURGY a la Propuesta de Circular XX/2019, de 2 de XXX, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la Metodología para el cálculo de los peajes de Transporte, Redes Locales y Regasificación de Gas Natural

NATURGY ENERGY GROUP, S.A. (empresa matriz del Grupo Naturgy), en representación propia y de sus filiales comercializadoras comparte la necesidad de trasladar los siguientes comentarios.

Se comparten los principios generales contemplados en la propuesta de metodología, de suficiencia, eficiencia, transparencia, objetividad, no discriminación entre usuarios y promoción de la competencia y comercio eficiente de gas.

No obstante, en algunos casos la metodología propuesta puede ser contraria a estos principios.

Es necesario que los cambios sustanciales sean trabajados previamente con los agentes del sector en grupos de trabajo de manera que esta propuesta fuera ya fruto de una reflexión conjunta de las distintas alternativas que existen a la hora de fijar una metodología, y no es el caso.

En concreto, se presentan las siguientes alegaciones:

PREVIA: Vulneración del Principio general de jerarquía normativa (Art.9.3CE).

Como bien aclara la Memoria, la Propuesta de Circular deja sin efectos, es decir, deroga algunos artículos del Real Decreto 949/2001 y de Real Decreto 984/2015.

Por tanto, nos encontramos con una Circular que derogaría Reales Decretos anteriores en vigor, incurriendo con ello en una vulneración flagrante del principio general de jerarquía normativa, al pretender igualar en rango normativo una Circular de la CNMC a un Real Decreto.

1. PEAJES DE LA RED DE TRANSPORTE

Las comercializadoras del grupo Naturgy consideran que la metodología propuesta no es adecuada y que debería establecerse un peaje postal por las siguientes razones:

- **No tienen sentido las señales de localización en el sistema gasista actual.**

El modelo propuesto no tiene sentido en el sector gasista español donde el propio informe de la CNMC reconoce que hay *“un exceso de capacidad relevante”* y no están previstas inversiones en nuevos gasoductos o ampliación de los existentes y el único coste variable es el gas de operación. (Ver anexo 1)

Por tanto, las señales de localización son innecesarias cuando éstas no reflejan ningún coste asociado al sistema. Una modificación de los flujos, como respuesta a estos peajes diferenciados, no supondría un ahorro de costes dado que el sistema no requiere inversiones y el único coste variable es el gas de operación (autoconsumo de las estaciones de compresión).

- **Los resultados de la aplicación de la metodología de distancia media ponderada por capacidad no son coherentes con la realidad física y necesidades del sector gasista.**

Desde el punto de vista teórico, la metodología elegida presupone que el gas puede entrar y salir por cualquier punto del sistema. Reparte el coste en función de la distancia de un punto de entrada/salida a todas las salidas/entradas, ponderando estas distancias con la capacidad de salida o entrada.

Es decir no tiene en cuenta que los flujos reales de gas y el diámetro de los gasoductos (capacidad del mismo), también son inductores de coste relevantes.

Derivado de lo anterior, la aplicación del modelo lleva a resultados totalmente absurdos que demuestran la arbitrariedad e inconsistencia de éste para el sistema español. A modo de ejemplo:

- Penaliza la entrada a Galicia desde Mugaros frente a Larrau sin tener en cuenta que tradicionalmente y de forma recurrente existen congestiones en la red transporte para suministrar a Galicia, donde se han llegado a producir limitaciones de suministro por falta de entradas en la citada planta de regasificación. (ver detalles Anexo 2)
 - Penaliza las entradas de las conexiones internacionales por Tarifa y Almería, sin tener en cuenta que el sistema está ya dimensionado para atender el suministro de los contratos de largo plazo suscritos con el norte de África, y que no están previstas nuevas inversiones por estos puntos de entrada. En realidad, castiga el buen uso de estos gasoductos frente a otras instalaciones que están infrautilizadas.
- **La agrupación de entradas y salidas de localizaciones muy diversas (submodelo postal) es inconsistente con el objetivo a alcanzar por la metodología propuesta.**

A mayor abundamiento, no tiene sentido aplicar este método sabiendo de antemano que se van agrupar puntos con independencia del resultado.

La aplicación “parcial” de la metodología agrupando por un lado las 6 entradas y salidas por planta de regasificación y por otro, las salidas a clientes nacionales, obvia la realidad física del gas y supone una inconsistencia manifiesta en la aplicación de un modelo cuya supuesta “bondad” sería proporcionar señales diferenciadas de localización (con las limitaciones anteriormente expuestas).

- **El peaje postal es válido para España.**

De acuerdo con la memoria, la metodología postal es simple y garantiza la estabilidad y predictibilidad de las tarifas.

Por tanto, si bien es cierto que el Código de Red de Tarifas recomienda adoptar la metodología de distancia ponderada por capacidad, en el caso Español estaría justificado usar un peaje postal, dado que las señales de localización no aportan ninguna mejora y el hipotético reflejo de costes no es correcto.

Además, el modelo propuesto introduce impredecibilidad e inestabilidad en los precios al poder modificarse las capacidades contratadas de un año a otro. Consideramos inadecuado que el modelo introduzca inestabilidad en los precios sabiendo que no va a haber inversiones.

La propia CNMC en la memoria reconoce que hay muchos países en Europa que han adoptado la metodología postal en la implementación del Código de Red de tarifas: Alemania, Croacia, Dinamarca, Eslovaquia, Estonia, Grecia, Holanda, Hungría, Irlanda del Norte, Lituania, Polonia, Rumania y Suecia.

2. PEAJES DE REGASIFICACIÓN

- **Arbitrariedad en la asignación de los costes de regasificación**

Según la memoria de la Circular, los costes que la actividad tiene que recuperar son los siguientes:

Cuadro 47. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2019

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2020	% sobre total
Retribución por disponibilidad	312.705.481	77,2%
Retribución por inversión	152.677.365	37,7%
Retribución por OM& fijo	130.717.724	32,3%
Retribución por OM& variable	27.401.296	6,8%
Retribución financiera gas talón	1.909.096	0,5%
Retribución por continuidad del suministro	56.349.466	13,9%
Retribución Musel	23.605.525	5,8%
DA^{1º} Orden ETU/1283/2017	12.176.578	3,0%
Ingresos por desbalances	n.a.	n.a.
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total	404.837.050	100,0%

Fuente: CNMC

No obstante, una vez identificados como costes de regasificación, la CNMC considera de forma arbitraria que la retribución por continuidad de suministro (56M€), la retribución de El Musel (23M€) y la sentencia firme de la Sección Tercera de la Sala contencioso-administrativo del Tribunal Supremo (DA 1ª Orden ETU/1283/2017) (12M€) no tienen que ser recuperados por los peajes de regasificación. En total, un 23% de los costes de regasificación.

Consideramos que los conceptos anteriores están directamente relacionados con el uso actual o futuro de las instalaciones de regasificación y, por tanto, deben asignarse a los usuarios de dichos servicios (Ver Anexo 3).

La memoria justificativa así como el texto de la propuesta de Circular reiteran en varias ocasiones el principio de suficiencia de ingresos de las actividades. En particular, el artículo 3 de la Circular sobre principios general enumera los principios que rigen la propuesta iniciando por la *suficiencia*, entendida como que *“los peajes de cada una de las actividades garantizan la recuperación de la retribución correspondiente a dicha actividad...”*

Lo anterior se ajusta a lo establecido en la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior de gas, que establece en el artículo 41 que la autoridad regulatoria tendrá, entre otras, la obligación de *“velar por que no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro”*.

Sin embargo, la Circular propone recuperar los costes anteriores a través de un peaje específico de 0,2611€/MWh aplicado a toda la demanda, que subvenciona el citado 23% del coste de estas plantas.

Este porcentaje se incrementa sustancialmente durante el período transitorio de 4 años en el que establece una gradualidad de ingresos financiando a cargo del citado peaje específico de regasificación a la demanda nacional el déficit de ingresos que se produce durante este periodo transitorio.

La consecuencia es, por tanto, que se establecen subvenciones cruzadas a la actividad de regasificación lo que afecta a la competitividad del gas de tubo respecto al gas regasificado que va disminuyendo progresivamente. (Ver Anexo 4)

Al mismo resultado se llegaría con la propuesta alternativa que refleja el Ministerio para la Transición Ecológica en su Informe al sugerir que se considere la función de seguridad de suministro que realizan las plantas.

En todo caso, es evidente que con el modelo propuesto no se recuperan los costes de la actividad en su totalidad.

- **Debería analizarse la legalidad del método de convergencia propuesto**

El Artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia establece *“mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja”*. Es decir que la recaudación del sector gasista no puede disminuir mientras subsistan amortizaciones pendientes.

Por otro lado, la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, recoge que *el Gobierno y la CNMC establecerán periodos transitorios en las citadas metodologías de peajes, cánones y cargos, según corresponda, de forma que las variaciones del conjunto de peajes, cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes se realicen de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos*.

Teniendo en cuenta las referencias anteriores, cabe cuestionarse la legalidad de la propuesta de la D.T. 3ª de la Circular, desarrollada en el punto 6.8 de la memoria, donde se propone un incremento gradual de los peajes de regasificación y la bajada íntegra del resto de servicios de las plantas, subsidiando aún más a las plantas de regasificación (es decir a los grandes usuarios de las mismas) a cargo de un coste aplicado a la demanda.

Es decir, se debe analizar:

1. La compatibilidad de la propuesta con las limitaciones establecidas el artículo 61 de la Ley.
2. La legalidad de las subvenciones cruzadas resultantes como consecuencia de la subida gradual de peajes de regasificación.
3. Si la gradualidad propuesta en la Circular (incremento lineal de la regasificación a cargo de un coste uniforme al consumo) es coherente con la D.F 3ª del RD-L 1/2009 donde explícitamente se hace referencia a la convergencia del conjunto de los peajes cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto a los peajes vigentes. Teniendo en cuenta que en su conjunto unos peajes suben y otros bajan significativamente para los clientes, tal vez solo debería analizarse la convergencia en el consumidor final.

El modelo propuesto beneficia a los comercializadores que dejan de pagar o ven reducidos sus peajes **trasladando el coste a los clientes finales.**

3. PEAJES DE REDES LOCALES

- **Cambio radical del modelo existente**

La propuesta de peajes de red local de la CNMC, que afecta a los consumidores conectados a redes de distribución, transporte primario y secundario supone un cambio radical de modelo al eliminar la clasificación por presiones y mantener solamente una clasificación por niveles de consumo.

Este criterio, junto con una segmentación por tramos de consumo de nueva definición, da lugar a variaciones muy relevantes entre los peajes propuestos respecto a los valores actuales.

En concreto los peajes propuestos penalizan, injustificadamente a ciertos consumidores industriales y comunidades de propietarios (rangos de consumo D4, D5 y D6).

- **Necesidad de un mecanismo de laminación**

La propuesta conduce a importantes discontinuidades en el paso de un peaje al siguiente, transición entre rangos de consumo.

Estas discontinuidades se han intentado corregir mediante una metodología de corrección de discontinuidades entre rangos tarifarios pero sin alcanzar su objetivo y existiendo saltos elevados entre los grupos.

En particular, existe una diferencia de coste de más de 10 €/MWh para el rango de consumo D1-D2 y del orden de 7 €/MWh entre los rangos D2-D3, D3-D4 y D4-D5, que no responde a una tipología o comportamiento diferencial de clientes con consumos semejantes.

Un sistema de tarifas no puede tener discontinuidades.

- **Extender la telemedida aplicable para todos los consumidores por encima de 300MWh**

Se debería aplicar la telemedida para todos los consumidores por encima de 300 MWh, estableciendo los peajes a partir de ese consumo con un término fijo por capacidad (€/MWh/día/mes) en lugar de fijo propuesto (€/cliente/mes).

Esta medida mantendría un equilibrio del precio, a mayor factor de carga (menor uso de red) menor coste y a mayor presión de suministro (menor uso de red) menor coste.

3. OTRAS CONSIDERACIONES

- **Refacturación de peajes a todos los consumidores al pasar 1 año**

Por último hay que destacar que el cambio tan drástico de grupos tarifarios dará lugar a cambios de facturación si el consumo real difiere al nivel de peaje aplicado, por lo que se observa la necesidad de publicación de un procedimiento específico para llevar a cabo las refacturaciones (aclarando su no aplicación a consumidores domésticos).

ANEXO 1

- La memoria justificativa de la propuesta de Circular señala expresamente en la página 28 que el sistema español cuenta con un exceso de capacidad relevante: *“En el caso español, en el que la red de transporte es mallada y cuenta con un exceso de capacidad relevante, se considera que la metodología que mejor refleja los costes es la de capacidad ponderada por distancia, ...”*

- El punto 4.3. establece que el gasto variable del sistema es el gas de operación:

“Teniendo en cuenta lo anterior, se han considerado como variables inductoras la capacidad contratada, debido a que el diseño de la red se determina, principalmente, por la capacidad de inyección demandada, y el volumen de gas transportado, debido a que los costes variables del transporte (gas de operación) son función directa de la energía transportada.”

- El Cuadro 3. Retribución asociada a la red de transporte troncal, establece las necesidades de financiación del sistema de transporte, correspondiendo un 3,3% al gas de operación:

Cuadro 3. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para 2020

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020	% sobre el total
Retribución a la inversión	417.843.927	72,54%
Retribución O&M	139.052.576	24,14%
Gas de Operación	19.127.531	3,32%
Total	576.024.033	100,00%

Fuente: CNMC

ANEXO 2

ENTRADA POR MUGARDOS VS LARRAU

La aplicación de la metodología da unos resultados de peajes por punto físico antes de aplicar la igualación por grupos homogéneos de puntos, que muestran inconsistencias y situaciones absurdas:

Cuadro II.7. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.

Punto de Entrada	Capacidad contratada prevista (CAP_{En})	Distancia ponderada (AD_{En})	Ponderación del coste ($W_{C_{En}}$)	Retribución a recuperar (R_{En})	Término de capacidad de entrada (T_{En})
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa	206.644	891	0,212	59.005.860	285,5
CI Almería	256.994	804	0,238	66.190.145	257,6
CI Biriatiou	51.044	659	0,039	10.770.779	211,0
CI Larrau	140.371	604	0,098	27.176.712	193,6
CI Badajoz	20.953	1.024	0,025	6.876.202	328,2
CI Tuy	-	1.152	-	-	N/A
PR Barcelona	147.472	611	0,104	28.867.324	195,7
PR Cartagena	39.777	691	0,032	8.805.585	221,4
PR Huelva	104.838	876	0,106	29.421.949	280,6
PR Bilbao	101.014	595	0,069	19.250.656	190,6
PR Sagunto	35.621	531	0,022	6.061.962	170,2
PR Mugardos	30.378	1.007	0,035	9.803.139	322,7
YAC Marismas	178	837	0,000	47.887	268,3
YAC Poseidón	284	863	0,000	78.559	276,5
YAC Viura	5.873	470	0,003	854.416	150,6
BI Madrid	299	501	0,000	47.989	160,4
AASS Serrablo	11.111	604	0,008	2.150.189	193,5
AASS Gaviota	8.943	587	0,006	1.680.589	187,9
AASS Yela	3.590	507	0,002	583.263	162,5
AASS Marismas	2.889	837	0,003	775.067	268,3
TOTAL	1.168.072	744	1,000	278.448.251	238,4

Fuente: CNMC

Nota: CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, PB: Planta de Biogás y AS: Almacenamiento subterráneo

Frente a un coste medio de entrada de 238 €/MWh/día/año el modelo otorga a Mugardos un coste de 322 €/MWh/día/año (+35%) para una capacidad contratada de 30.378 MWh/día (26% de la capacidad de la planta) y previendo unas entradas por la planta que oscilan entre los 9.400 y los 10.400 GWh/año (Cuadro I.17), muy inferiores al consumo de Galicia 16.100 GWh en 2018 (CNMC IS/DE 007/2019).

Es decir, suministrar a Galicia, desde Galicia es más caro que hacerlo desde Larrau (193,6 €/MWh/día/año, -40 %).

Más aún si acudimos al informe de Enagás GTS “Rangos Admisibles 2019-2034”, se observa la identificación de la zona NO como área con congestiones y limitaciones:

4.VI.- Resultados: Máxima capacidad transporte in/out

Área de limitación: NOROESTE LARGO PLAZO

NOROESTE	2020		2025		2030		2034	
	Punta	Media Anual						
<i>D. convencional</i>	Punta Laborable	Anual Medio						
<i>D. Eléctrica</i>	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año
LIMITACIÓN								
Máximo transportable desde el sistema al área (Á _{in})	80	[55-75]	80	[65-75]	80	[60-75]	80	[60-75]
Nivel de limitación del área: % de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈50%	≈ 0%	≈70%	≈ 0%	≈80%	≈ 0%	≈90%	≈ 0%
CONGESTIÓN								
Máximo transportable desde el área al sistema (Á _{out})	Demanda superior a la capacidad de entrada al área [20-40]		Demanda superior a la capacidad de entrada al área [15-35]		Demanda superior a la capacidad de entrada al área [15-35]		Demanda superior a la capacidad de entrada al área [15-35]	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈100%	≈ 80%	≈100%	≈ 85%	≈100%	≈ 85%	≈100%	≈ 85%
Nivel de congestión del área	≈ 0%	≈ 20%	≈ 0%	≈ 15%	≈ 0%	≈ 15%	≈ 0%	≈ 15%

Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área



En este sentido conviene recordar que ENAGAS GTS, prohibió el uso de CCGT en Galicia en diciembre 2017.

Nota de operación 4/2017:

<https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Documentos/12%20Nota%20operaci%C3%B3n%204%20INICIAL%202017.-.pdf>

Atendiendo a los peajes resultantes de los ajustes y re-escalados utilizados, el suministro por Larrau (202,01 €/MWh/día/año) es un 12% superior a la entrada por Mugarodos (226,86 €/MWh/día/año)

Según el citado documento de Enagás GTS “Rangos Admisibles 2019-2034”, es necesario para asegurar el suministro en punta una contratación de capacidad en la planta de Mugarodos de un 50% de la capacidad nominal.

Ignorar la realidad física del gas natural, lleva que un modelo que según la memoria “presenta la ventaja de proporcionar señales diferenciadas de precio en las entradas y las salidas y, coherentemente, refleja mejor los costes.” haga más caro el suministro a una zona desde la propia zona, y más aún cuando según Enagás-GTS, es necesaria más del 50% de la capacidad de producción de Mugarodos para garantizar el suministro.

ANEXO 3

ARBITRARIEDAD EN LA ASIGNACIÓN DE COSTES

En el punto 6.3 de la memoria se analizan la naturaleza de los costes, para posteriormente asignarlos:

“.. la retribución de la actividad de regasificación tiene dos componentes: retribución por disponibilidad y retribución por continuidad de suministro. La retribución por disponibilidad se corresponde con la retribución reconocida a cada uno de los elementos por la inversión y los costes operativos fijos y variables. Por su parte la retribución por continuidad de suministro es un concepto retributivo adicional reconocido al titular de la inversión que no tiene una relación directa con los costes de inversión y los costes operativos.

Por otra parte, la retribución por disponibilidad incluye la retribución financiera y los costes operativos de la instalación hibernada correspondiente a El Musel. Este es un coste de naturaleza hundida que es independiente del uso de las instalaciones.

Finalmente, en la retribución del ejercicio se incluye, con carácter transitorio, el impacto de la Sentencia firme de 24 de octubre de 2016 de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-administrativo del Tribunal Supremo.”

La retribución específica de El Musel, corresponde a su estado actual de hibernación, con el fin de reducir los costes que supondrían mantenerla en operación, y son reflejo de los costes de inversión incurridos, que no hundidos. El Musel puede no ser necesaria hoy, pero puede ser necesaria mañana. No existe diferencia en la naturaleza de los costes por el hecho de estar hibernada. Si por ejemplo, se decidiese hibernar la Planta de Sagunto, que tiene un factor de utilización muy bajo, se ahorrarían costes operativos pero no cambiaría la naturaleza del coste.

La hibernación de un activo con retribución a cargo del sistema debe obedecer exclusivamente a razones de eficiencia global del sistema, con el fin de reducir los costes para los clientes. Si la hibernación provocase un cambio de la naturaleza/status de los costes, podrían aparecer incentivos a la sobreinversión y que en caso de no ser necesarios traspasar su coste al cliente final, como aquí se propone.

Se afirma igualmente, que la retribución por continuidad de suministro es *“un concepto que no tiene una relación directa con los costes de inversión”*. Esta afirmación no es cierta.

En el preámbulo de la Ley 18/2014 define claramente el concepto continuidad de suministro:

“La inclusión del término variable de continuidad de suministro en la retribución de las instalaciones permite por una parte, ajustar los costes del sistema ante situaciones de variación de demanda equilibrando las diferencias entre los ingresos y los costes del sistema y, por otra, traslada parte del riesgo de la variación de la demanda, que hasta el momento era soportado por el consumidor final, al titular de las instalaciones.

La retribución por continuidad de suministro se repartirá entre todas las instalaciones en función de la ponderación de su valor de reposición respecto al del conjunto de instalaciones de la actividad, calculándose dichos valores mediante la aplicación de los valores unitarios de inversión en vigor cada año.”

Es decir, el coste tiene relación directa con los costes de inversión (o de reposición) y la variación en función de la demanda toma un principio muy simple: Si se hay más demanda, el ingreso es superior y viceversa. En cualquier caso, es un coste que tiene que ver con la actividad.

Por último, la sentencia del Tribunal Supremo, reconoce a Enagás a cobrar una retribución por la ampliación de plantas de regasificación, es decir activos de regasificación.

ANEXO 4

COMPETITIVIDAD GAS DE TUBO VS GAS REGASIFICADO.

Con el nuevo modelo logístico y de peajes, la competitividad del gas de tubo respecto al gas regasificado se modifica debido a la suma de los siguientes efectos:

- .-Modelo logístico de tanque único, reduce los costes de los operadores al unificar contratos.
- .-Subsidia la entrada por plantas de regasificación por la localización, en algunos casos y en conjunto por aplicar un único peaje de entrada para todas las plantas independientemente de su localización.
- .-Subsidia el 23% de los costes de regasificación financiándolos por la demanda.
- .-Subsidia el servicio de regasificación durante el periodo transitorio al repercutir parte del aumento a las plantas de regasificación.

Si tenemos en cuenta únicamente los tres últimos efectos, se ve en la tabla siguiente como disminuye la competitividad del gas de tubo respecto al gas regasificado:

€/MWh		Vigente	2020	oct 20 - sep 21	oct 21 - sep 22	oct 22 - sep 23	oct 23 - sep 24	oct 24 - sep 25	oct 25 - sep 26
Tarifa	Entrada	0,449	1,023	0,886	0,760	0,675	0,600	0,522	0,500
Almería	Entrada	0,449	0,925	0,802	0,688	0,611	0,543	0,473	0,453
Plantas GNL	Entrada	0,449	0,804	0,697	0,598	0,532	0,473	0,412	0,395
	Regas	1,522	1,320	1,352	1,384	1,417	1,449	1,382	1,264
	Total	1,971	2,123	2,049	1,982	1,949	1,922	1,794	1,659
Diferencia de precio	GNL - Tarifa	1,522	1,100	1,162	1,222	1,273	1,322	1,272	1,159
	GNL - Almería	1,522	1,198	1,247	1,294	1,337	1,379	1,321	1,206

Dado que el gas de tubo corresponde a contratos de largo plazo con compromiso garantizado de compra, las comercializadoras titulares de estos contratos se ven perjudicados con capacidad reducida de mitigar el impacto.

(Nótese que las cifras de la tabla no coinciden con las de la memoria dado que se han identificado errores)