



Comisión

Nacional

de Energía

**ESTUDIO DE MERMAS Y
AUTOCONSUMOS EN LAS
INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN,
ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO,
TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS
NATURAL**

2 de febrero de 2006

ÍNDICE

1	Introducción.....	2
1.1	Objetivos	2
1.2	Contactos preliminares con agentes del Sistema Gasista	5
1.3	Metodología de trabajo e información solicitada	5
2	Balances de energía, mermas y autoconsumos del sistema.....	11
2.1	Balance de energía total del sistema gasista	11
2.2	Mermas y autoconsumos por actividades	12
2.3	Autoconsumos en estaciones de compresión	16
2.4	Autoconsumos en estaciones de regulación con calentamiento	17
3	Reconocimiento de las mermas en el sistema económico integrado, análisis y valoración.	19
4	Mermas en redes comparables de otros países.....	25
5	Tratamiento de las mermas y autoconsumos en las NGTS	31
6	Propuesta de coeficientes de mermas y autoconsumos para el sistema del gas natural y mecanismo de imputación	33
6.1	Consideraciones generales.....	33
6.2	Propuesta de coeficientes de mermas para las actividades del sistema del gas natural.....	36
6.3	Propuesta de reparto de mermas para el transporte.....	40
	Listado de anexos	43
	Bibliografía.....	44

ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN LAS INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN, ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

1 INTRODUCCIÓN

El documento *“Acuerdo por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad”*, aprobado por el Consejo de Ministros de 25 de febrero de 2005, establece, en el acuerdo trigésimo, el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que realice un estudio sobre las mermas y autoconsumos en las instalaciones de distribución de gas natural.

El citado acuerdo trigésimo establece que esta Comisión *elaborará, antes del 1 de octubre de 2005, “un estudio sobre las mermas y autoconsumos en las redes de transporte y distribución de gas natural, las plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y elementos auxiliares, que incluya un mecanismo de imputación de aquellas entre los diferentes agentes. El estudio incluirá un análisis de las mermas en redes comparables de otros países y una propuesta de un mecanismo de imputación de aquellas entre los diferentes agentes que intervienen en el sistema gasista”*.

El citado Acuerdo fue publicado en el B.O.E., número 79, de 2 de abril de 2005, mediante Resolución de 1 de abril de 2005 de la Subsecretaría.

1.1 Objetivos

Los objetivos generales de este estudio consisten en analizar y calcular, por un lado, las mermas habidas en cada tipo de instalación: regasificación, almacenamiento subterráneo, transporte, distribución y elementos auxiliares, durante los años 2002, 2003 y 2004, que se obtienen como resultado de realizar balances anuales de energía para cada uno de los tipos de instalaciones mencionados y para el conjunto de las mismas, una vez descontados los autoconsumos. Asimismo, el estudio propone los coeficientes de referencia de mermas que se consideran adecuados utilizar para cada tipo de instalación.

Asimismo, se analiza y calculan los autoconsumos habidos en cada tipo de instalación: estaciones de compresión, estaciones de regulación, almacenamientos subterráneos y plantas de regasificación, durante los años 2002, 2003 y 2004, que se obtienen de los valores declarados por las compañías para los distintos tipos de instalación y para el conjunto de las mismas, valores que son validados mediante los oportunos cálculos de contrastación. Asimismo, el estudio propone los coeficientes de referencia de autoconsumos que se consideran adecuados para cada tipo de instalación.

El estudio incluye la estimación de las mermas que se podrían esperar en instalaciones equivalentes a las españolas utilizando para ello los coeficientes de mermas empleados en redes comparables de otros países. Finalmente, se incluye una propuesta de imputación de mermas y autoconsumos entre las instalaciones de los diferentes agentes que forman el sistema gasista.

Este estudio proporcionará la información y los criterios necesarios para, en su caso, definir aquellos valores a aplicar a las mermas y a los autoconsumos de las distintas instalaciones y procesos; para que, en su caso, se adopten como valores de referencia a incluir en las correspondientes Ordenes ITC y NGTS.

Otro aspecto a tener en cuenta, es que el valor de las mermas y autoconsumos observado en el sistema gasista español en relación con los suministros efectuados, constituye una herramienta que permite valorar y medir la eficiencia en el funcionamiento del sistema gasista español, y en su caso, permitirá proponer las oportunas mejoras.

Se ha de destacar que los estudios encontrados, referentes a otros países, tienen como objetivo junto con la medida de eficiencia del funcionamiento de la cadena del gas, la medida del efecto medioambiental que conlleva la emisión de metano a la atmósfera de la industria del gas natural, su importancia viene de que el metano es un gas que tiene 21 veces más potencial de cara al efecto invernadero que el CO₂ (estimación media).

Los resultados que se obtengan de este informe se puede traducir, por tanto, en términos económicos para los distintos agentes implicados, vía retribución de mermas y de los

autoconsumos para el mercado a tarifa, o del gas que retienen los transportistas y distribuidores a comercializadores para el gas del mercado liberalizado.

Para poder alcanzar los resultados indicados fue necesario analizar y evaluar los siguientes temas:

1. Mermas y autoconsumos de gas natural habidos durante los años 2002, 2003 y 2004, imputables a cada uno de los distintos tipos de instalaciones, procesos y compañías de gas, transportistas y distribuidores, dentro del balance de energía del sector de cada año.

Entre las instalaciones se distinguieron entre:

- Almacenamientos subterráneos
- Regasificación y almacenamiento de GNL
- Transporte por gasoducto
- Estaciones de regulación de presión con calentamiento
- Estaciones de compresión del gas
- Distribución
- Plantas satélites de GNL - transporte en camión cisterna

Entre los procesos se distinguieron aquellos que afectan a las mermas o a los autoconsumos de las diferentes instalaciones:

- Mermas: Diferencias de medición, errores de medición, calidad de la medición (en energía y en volumen), mediciones estimadas; fugas, venteos o pérdidas programadas, o no previstas.
 - Autoconsumos: en estaciones de compresión, en estaciones de regulación de presión con calentamiento
2. Parque de instalaciones de cada compañía transportista y distribuidora, con implicación en las mermas y autoconsumos existentes, distinguiendo entre las distintas naturalezas y características de las instalaciones.
 3. Parque de las unidades de medida y de contadores, distinguiendo entre sus características, antigüedad, etc.

4. Procedimientos empleados para la medición del gas: en volumen y su transformación a energía, por cada compañía transportista y distribuidora. Calidad de la medida, verificación de la calidad de la medida.
5. Proceso de reparto del gas suministrado entre el mercado regulado y el liberalizado, integración de la medida en la facturación (tarifas y peajes).
6. Estudio individualizado de mermas y autoconsumos en instalaciones de referencia.
7. Posibilidades de mejoras, incorporación de mejores prácticas, incentivos a la mejora en la fiabilidad de la medida y a la reducción de las mermas y autoconsumos.
8. Estudio de mermas en redes comparables de otros países.

1.2 Contactos preliminares con agentes del Sistema Gasista

Con objeto de concretar y definir mejor el alcance del estudio sobre las mermas y autoconsumos en el sector del gas natural se mantuvieron reuniones y contactos preliminares con los agentes del sistema gasista, más relevantes¹, y ello, con el fin de debatir y concretar los aspectos más relevantes del contenido del estudio.

Estos contactos iniciales permitieron valorar las posibles dificultades, para posteriormente, concretar la petición de información que se efectuó a todos los agentes del sistema gasista.

1.3 Metodología de trabajo e información solicitada

En el presente estudio se ha calculado el volumen de mermas aparentes², resultado del cierre de los balances de energía, para todas las instalaciones del Sistema Gasista Español, para los años 2002, 2003 y 2004, calculados con la información facilitada por

¹ Enagás, grupo Gas Natural, Grupo Naturcorp y grupo Endesa

² La mermas aparentes se obtienen como resultado de hacer el balance para un periodo de tiempo determinado entre las entradas y salidas de gas a una instalación concreta, las variaciones en el gas almacenado entre el inicio y el final del periodo y los autoconsumos habidos en el mismo.

transportistas y distribuidores para este estudio, esta información se ha contrastado con la energía facturada y declarada en el sistema de liquidaciones.

Simultáneamente, y con el objeto de determinar la idoneidad y consistencia de los resultados obtenidos como mermas aparentes en las instalaciones de transporte y distribución se han calculado las fugas no contabilizadas que teóricamente tienen este tipo de instalaciones. Para ello se ha utilizado la información remitida por los transportistas y distribuidores sobre las características y longitudes de sus instalaciones, y por otro lado, las referencias y las estimaciones de fugas para este tipo de instalaciones que se incluyen en el estudio realizado, en junio de 1996, por el *Gas Research Institute (GRI)* y *U.S. Environmental Protection Agency (EPA)* sobre *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*, y en la ponencia de *British Gas Plc*, presentada en la *19th World Gas Conference, Milan, June 1994*, de la *International Gas Union (IGU)*.

Sobre los autoconsumos, se efectuaron estimaciones teóricas de los mismos para cuantificar el orden de magnitud esperable y se compararon los resultados con los valores proporcionados por transportistas y distribuidores. La estimación de autoconsumos se efectuó para los autoconsumos en estaciones de compresión, estaciones de regulación con calentamiento e inyecciones en almacenamientos subterráneos. No fue posible efectuar una estimación teórica de los autoconsumos para las plantas de regasificación.

Asimismo, se ha calculado el volumen de gas reconocido y retribuido, como mermas y autoconsumos de gas, a los transportista y distribuidores en aplicación de las disposiciones vigentes: ITC 102/2005, de 28 de enero, y la más reciente ITC 4099/2005, de 27 de diciembre. Los valores obtenidos en aplicación de las ITC se han comparado con las mermas aparentes calculadas con los balances de energía efectuados, para determinar la idoneidad de los coeficientes de mermas legalmente establecidos.

Se han calculado los balances de energía, para las siguientes instalaciones o subsistemas del sistema de transporte y distribución español:

- Almacenamientos subterráneos.
- Plantas de regasificación.
- Redes de distribución.

- Gasoductos de transporte
- Plantas satélite de GNL.

Se pretende caracterizar los anteriores subsistemas según el gráfico 1 que se muestra a continuación. El color verde representa los subsistemas que se han considerado en el presente estudio.

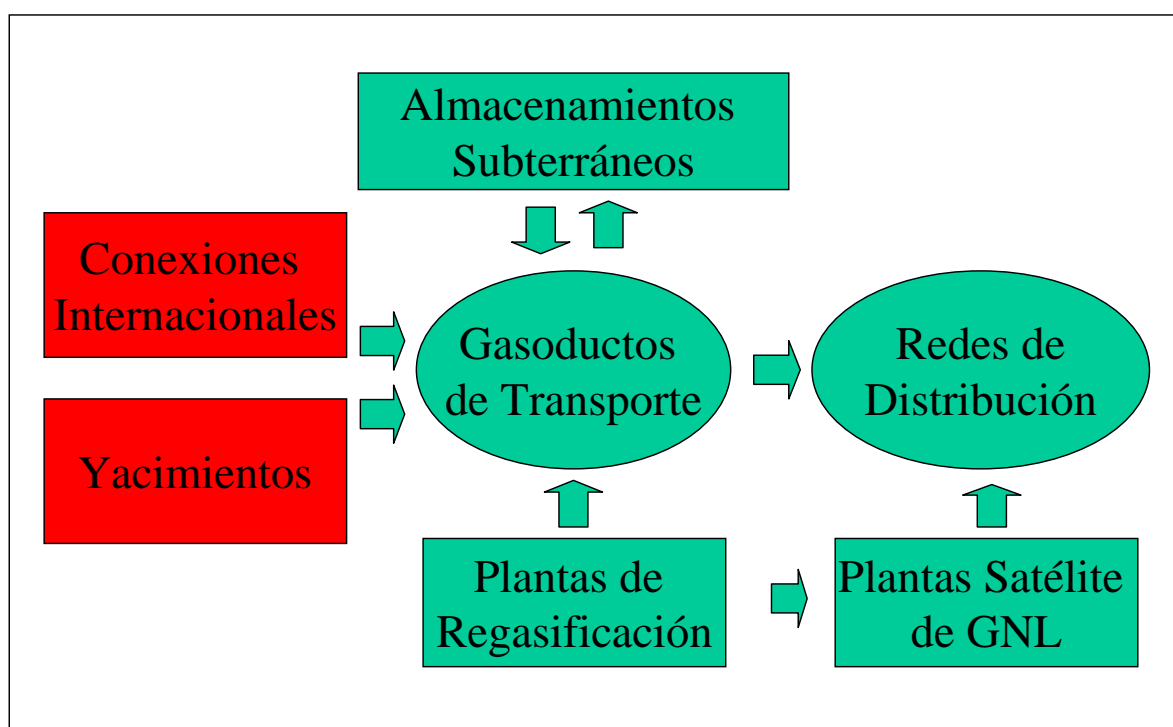


Gráfico 1: Subsistemas considerados en el Estudio de Mermas y Autoconsumos

Cada uno de los subsistemas representados presenta un balance de energía que puede diferenciarse del resto. Dentro de los subsistemas de transporte y de distribución se llega a desagregar por nivel de presión.

Descripción de gasoductos de transporte y de redes de distribución.

Los transportistas y distribuidores facilitaron información respecto a las longitudes de las conducciones, diámetros y material constituyente por rango de presión y año, en el periodo de tiempo 2002-2004.

Unidades de medida.

Los transportistas y distribuidores facilitaron información sobre el número de contadores según el año (2002 a 2004), la antigüedad y el caudal nominal de los mismos.

Balances de energía de las instalaciones

A cada uno de los agentes del sistema se le solicitó información según las características de sus instalaciones, con el objeto de caracterizar las mermas y autoconsumos que se registran en las mismas. En concreto, y con carácter general, los balances de energía incluyen los siguientes conceptos:

- Entradas de gas (E).
- Salidas de gas (S).
- Variación de almacenamiento operativo (ΔAO).
- Autoconsumos (A).
- Mermas aparentes (M).

Los valores de todos los conceptos, salvo el de mermas aparentes, proceden de las lecturas de las correspondientes unidades de medida, cuando no ha sido posible las empresas han facilitado valores estimados para permitir cuantificar el gas almacenado, recibido, consumido o suministrado. El concepto de mermas aparentes surge del intento de cierre de balance para una instalación determinada. Dentro de este concepto se incluyen las posibles fugas de gas no cuantificadas, los errores de medición en el gas recibido o entregado, el gas no medido, bien por fraude hacia las compañías distribuidoras o por necesidades técnicas, etc. Teniendo en cuenta estos factores, las mermas aparentes se obtienen de la siguiente forma:

$$\mathbf{M = E - S - \Delta AO - A}$$

Autoconsumos

Dentro de los balances de energía se ha solicitado información de todos los posibles autoconsumos que se produjesen en las instalaciones. Se ha prestado especial atención a los registrados en las estaciones de regulación con calentamiento y en las estaciones de compresión, dado el volumen de los mismos.

Información adicional

Con el objeto de complementar la información energética, de cara a facilitar una mejor comprensión de los parámetros energéticos que constituyen los balances se ha solicitado a los distintos agentes información de carácter descriptivo de aspectos relacionados con la medición, como los procedimientos y metodología aplicada para la medición, en volumen, en energía y en PCS; procedimientos y metodología aplicada para la verificación y contrastación de la calidad de la medida del gas; proceso de integración de la medida, en volumen y en energía, en la facturación del suministro, entre otros.

Análisis, contrastación y procesado de información.

Una vez recibida la información de los distintos agentes, se ha procedido al análisis de la coherencia e integridad de la misma. Los formularios remitidos a los transportistas y distribuidores exigían distinto grado de agregación y detalle.

Instalaciones individuales, como almacenamientos subterráneos o plantas satélite de GNL requerían un sólo balance de energía por instalación.

Por el contrario, los gasoductos de transporte y las redes de distribución, necesitaban balances de energía según el nivel de presión al que operasen. Se distinguieron 4 rangos de presión, para los cuales, se solicitaron los correspondientes balances:

- Presión inferior o igual a 4 bar.
- Presión superior 4 bar e inferior o igual a 16 bar.
- Presión superior 16 bar e inferior o igual a 60 bar.
- Presión superior a 60 bar

Los balances de energía incluyen los conceptos enumerados con anterioridad: entradas, salidas, variación de almacenamiento operativo, autoconsumos y, para cerrar el balance, mermas aparentes.

Se ha identificado en el transporte la procedencia de las entradas del gas según fuese conexión internacional, planta de regasificación, yacimiento, almacenamiento subterráneo o conexión con otro transportista. También se han tenido en consideración las salidas de gas en el transporte: conexiones internacionales, almacenamientos subterráneos,

distribuidores, otros transportistas, mismo transportista otro rango de presión y consumidores finales. En todo caso, siempre indicando el sujeto de procedencia o destino, salvo en el caso de consumidores finales.

En distribución se ha identificado la procedencia del gas en la entrada a su red, distinguiendo entradas procedentes de transportistas, otros distribuidores, mismo distribuidor, otro rango de presión o plantas satélite de GNL. También se han considerado los distintos destinos del gas a la salida de las redes: a otros distribuidores, mismo distribuidor, otro rango de presión o consumidores finales.

Otro balance de energía que ha necesitado cierto grado de detalle es el de plantas de regasificación. Únicamente se ha dispuesto de información desagregada por el concepto de carga de cisternas con destino al mercado a tarifa, con el objeto de analizar las mermas en el transporte por carretera de GNL.

El resultado de agregar los formularios proporciona un balance global para cada agente. Al mismo tiempo, la información desagregada permite cruzar información con otros agentes, lo que redundará en un resultado final de mayor calidad, al permitir detectar fallos en la información para su subsanación.

El grado de cumplimentación de los formularios remitidos a las empresas fue diverso. Ha de tenerse en cuenta la dificultad que planteaba recabar parte de la información solicitada, como por ejemplo, la energía suministrada entre distintos niveles de presión para el mismo distribuidor o transportista al no existir unidades de medida que registren los movimientos. La información relativa a los movimientos de GNL parece presentar, por lo general, menor precisión por la ausencia de unidades de medida, o registros de las medidas, en la mayoría de los casos. Otro aspecto que también presentó dificultades para su cumplimentación fue efectuar el inventario de las unidades de medida, catalogándolo por rangos de antigüedad. Al observar los resultados debe tenerse en cuenta que, en parte, se alcanzaron con estimaciones. Esto puede suponer que en el caso de la distribución, aunque el balance agregado sea correcto, pero el desglose por los diferentes niveles de presión puede tener mayores inexactitudes, al poder haber desplazamientos de mermas de un rango de presión a otro.

2 BALANCES DE ENERGÍA, MERMAS Y AUTOCONSUMOS DEL SISTEMA

2.1 Balance de energía total del sistema gasista

Mediante la información remitida a la CNE por las empresas transportistas y distribuidoras, y mediante la metodología descrita se ha confeccionado, para los años 2002, 2003 y 2004, el balance de energía total del sistema gasista que se recoge en el cuadro 1:

BALANCE ENERGÍA TOTAL DEL SISTEMA GAS NATURAL

En GWh	2002	2003	2004	TOTAL
	2002-2004			
Entradas	286.959	306.155	344.387	937.501
Descargas en plantas regasificación ENAGAS	151.303	169.321	175.961	496.586
Conexiones internacionales	129.825	128.964	142.727	401.516
Entradas BBG	0	5.340	21.986	27.326
Extracciones Yacimientos	5.831	2.529	3.713	12.072
Salidas	278.417	303.991	342.390	924.798
Ventas	235.824	264.259	302.130	802.213
Conexiones internacionales	35.136	31.850	27.791	94.778
Cisternas GNL mercado liberalizado	5.290	7.807	8.806	21.902
Carga de buques en plantas de regasificación	2.168	75	3.662	5.905
Variación Almacenamiento Operativo	3.355	-1.790	-1.147	419
Mermas Aparentes y Autoconsumos	5.186	3.953	3.144	12.284
% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Entradas	1,81	1,29	0,91	1,31
Total Autoconsumos	2.299	2.072	1.915	6.286
Autoconsumos	1.856	1.870	1.629	5.356
Venteos	443	202	286	931
% Total Autoconsumos vs Entradas	0,80	0,68	0,56	0,67
Mermas Aparentes	2.888	1.881	1.229	5.998
% Mermas Aparentes vs Entradas	1,01	0,61	0,36	0,64

Cuadro 1: Balance de Energía total del Sistema Gas Natural

En el mismo, se observa la progresiva disminución del gas correspondiente a mermas y autoconsumos, que pasa de 5.186 GWh en el año 2002 a la cantidad de 3.144 GWh en el año 2004, lo que supone una reducción del 39%. La reducción en términos porcentuales sobre las entradas de gas es todavía más significativa, dado que la reducción en la cantidad observada de mermas y autoconsumos, se contrapone con el crecimiento en las

entradas de gas natural en el sistema. Así, el porcentaje de mermas y autoconsumos sobre las entradas de gas pasa de un 1,81% en el año 2002 a un 0,91% en el año 2004.

2.2 Mermas y autoconsumos por actividades

El análisis diferenciado entre las mermas y los autoconsumos contribuye a explicar donde se producen las mayores variaciones observadas. En su conjunto, los autoconsumos mantienen un volumen sensiblemente estable a lo largo del periodo 2002-2004, entre 2.299 y 1.915 GWh. En cambio, el volumen calculado para las mermas aparentes del sistema experimentan una sensible disminución en el periodo indicado, pasando de una cantidad de 2.888 GWh en el año 2002 a la cantidad de 1.229 GWh en el año 2004, lo que supone una reducción del 57% en el periodo considerado.

Las mermas y autoconsumos habidos en el sistema en el periodo 2002-2004 para cada una de las actividades reguladas es la que figura en el cuadro 2:

MERMAS Y AUTOCONSUMOS TOTALES DEL SISTEMA POR ACTIVIDADES 2002-2004

MERMAS Y AUTOCONSUMOS	GWh Descargados / Introducidos / Inyectados/ Suministrados	Mermas Aparentes y Autoconsumos GWh	% Mermas Aparentes y Autoconsumos	Comentario
Regasificación	496.586	4.548	0,92	vs Descargas
Transporte	926.330	1.901	0,21	vs Entradas Transporte
Almacenamiento Subterráneo	30.972	833	2,69	vs Inyecciones
Distribución	726.019	5.003	0,69	vs Salidas
TOTAL	937.501	12.284	1,31	vs Entradas Sistema

Cuadro 2: Mermas y Autoconsumos totales del Sistema por Actividades 2002-2004

Del total de mermas y autoconsumos del periodo 2002-2004, el 40,7% corresponden a la actividad de distribución, el 37,0% a la regasificación, el 15,5% al transporte y finalmente el 6,8 % al almacenamiento subterráneo.

El análisis de la evolución de las mermas y autoconsumos en el periodo considerado, en GWh, por cada una de las actividades reguladas se indica en el cuadro 3:

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS TOTALES EN EL SISTEMA.

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004	%
Mermas Aparentes	2.888	1.881	1.229	5.998	100,0
Regasificación	1.290	545	997	2.833	47,2
Transporte	245	-1.057	-839	-1.651	-27,5
Almacenamiento Subterráneo	0	0	0	0	0,0
Distribución	1.353	2.393	1.070	4.816	80,3
	2.888	1.881	1.229		
Autoconsumos	2.299	2.072	1.915	6.286	100,0
Regasificación	764	498	453	1.715	27,3
Transporte	1.232	1.255	1.064	3.552	56,5
Almacenamiento Subterráneo	249	254	329	833	13,2
Distribución	53	65	68	186	3,0
Mermas y Autoconsumos	5.186	3.953	3.144	12.284	100,0
Regasificación	2.054	1.043	1.451	4.548	37,0
Transporte	1.477	198	226	1.901	15,5
Almacenamiento Subterráneo	249	254	329	833	6,8
Distribución	1.406	2.458	1.138	5.003	40,7

Cuadro 3: Evolución de las Mermas y Autoconsumos Totales en el Sistema

Se observa que en la actividad de transporte aparecen mermas aparentes con signo negativo en los años 2003 y 2004, estos valores no tiene en si mismos sentido físico. Dichos valores negativos tienen su explicación en el posible trasvase de mermas entre las actividades de transporte, distribución y regasificación, debido a la posible incorrecta medición del gas entregado en los puntos frontera entre dichas actividades. Por tanto, el análisis de las mermas ha de ser global para el conjunto del sistema, de manera que la asignación de las mermas por actividades no supere las que se observan en conjunto.

Se considera que no son calculables las mermas aparentes para la actividad de almacenamiento subterráneo puesto que las mismas únicamente se pondrían de manifiesto con el conocimiento, lo más exacto posible, de las cantidades de gas contenidas en el almacenamiento subterráneo en un momento dado. Las estimaciones del gas contenido en un almacenamiento subterráneo habitualmente se realizan por métodos de estimación indirectos, cuyo grado de precisión no es adecuado al objeto que se persigue en este informe. Por dichos motivos se asigna valor cero a las mermas aparentes para la actividad de almacenamiento subterráneo.



En el cuadro 4 figura la evolución de la mermas y autoconsumos por actividades, con detalle del % que representan sobre el GNL descargado, el gas introducido en el transporte, el gas inyectado y el gas suministrado:

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS POR ACTIVIDADES

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Regasificación (No incluye BBG)				
Gas descargado en Plantas	149.136	169.246	172.299	490.681
Mermas Aparentes	1.290	545	997	2.833
Autoconsumos	764	498	453	1.715
Total Mermas y Autoconsumos	2.054	1.043	1.451	4.548
% Mermas Aparentes	0,87	0,32	0,58	0,58
% Autoconsumos	0,51	0,29	0,26	0,35
% Total/gas descargado	1,38	0,62	0,84	0,93
Transporte y Distribución (incluye entradas por BBG y GNL)				
Gas introducido (sin AA.SS)	276.713	297.065	330.417	904.195
Mermas Aparentes	1.597	1.336	232	3.165
Autoconsumos	1.286	1.320	1.132	3.738
Total Mermas y Autoconsumos	2.883	2.656	1.364	6.903
% Mermas Aparentes	0,58	0,45	0,07	0,35
% Autoconsumos	0,46	0,44	0,34	0,41
% Total/gas introducido (sin AA.SS)	1,04	0,89	0,41	0,76
Transporte (incluye entradas por BBG)				
Gas introducido (sin AA.SS)	273.348	294.207	327.818	895.373
Mermas Aparentes	245	-1.057	-839	-1.651
Autoconsumos	1.232	1.255	1.064	3.552
Total Mermas y Autoconsumos	1.477	198	226	1.901
% Mermas Aparentes	0,09	-0,36	-0,26	-0,18
% Autoconsumos	0,45	0,43	0,32	0,40
% Total/gas introducido (sin AA.SS)	0,54	0,07	0,07	0,21
Distribución				
Gas suministrado	226.079	238.010	256.919	721.008
Mermas Aparentes	1.353	2.393	1.070	4.816
Autoconsumos	53	65	68	186
Total Mermas y Autoconsumos	1.406	2.458	1.138	5.003
% Mermas Aparentes	0,60	1,01	0,42	0,67
% Autoconsumos	0,02	0,03	0,03	0,03
% Total/gas suministrado	0,62	1,03	0,44	0,69
Almacenamiento Subterráneo				
Gas inyectado	9.570	9.015	12.387	30.972
Mermas Aparentes	0	0	0	0
Autoconsumos	249	254	329	833
Total Mermas y Autoconsumos	249	254	329	833
% Mermas Aparentes	0,00	0,00	0,00	0,00
% Autoconsumos	2,61	2,82	2,66	2,69
% Total/gas inyectado	2,61	2,82	2,66	2,69

Cuadro 4: Evolución de la Mermas y Autoconsumos por Actividades

2.3 Autoconsumos en estaciones de compresión

El total de autoconsumos para el año 2004 en estaciones de compresión fue de 911 GWh, consumido en las 9 estaciones de compresión activas dicho año, propiedad de Enagás.

En el anexo IV se ha hecho una estimación por esta Comisión de los autoconsumos por necesidades de compresión bajo unas hipótesis conservadoras, para comprobar la adecuación de los autoconsumos declarados por los transportistas. Se parte de la hipótesis de un rendimiento de turbina del grupo turbocompresor del 0,35% para la impulsión de gas hasta 80 bar, ver gráfico 2. En el eje horizontal se representa la presión de aspiración (presión inicial), y en el eje vertical, rendimientos de compresión. El coeficiente de autoconsumos se representa a través de la escala de colores. Las flechas verdes indican el sentido en el que se modifica el coeficiente de autoconsumos.

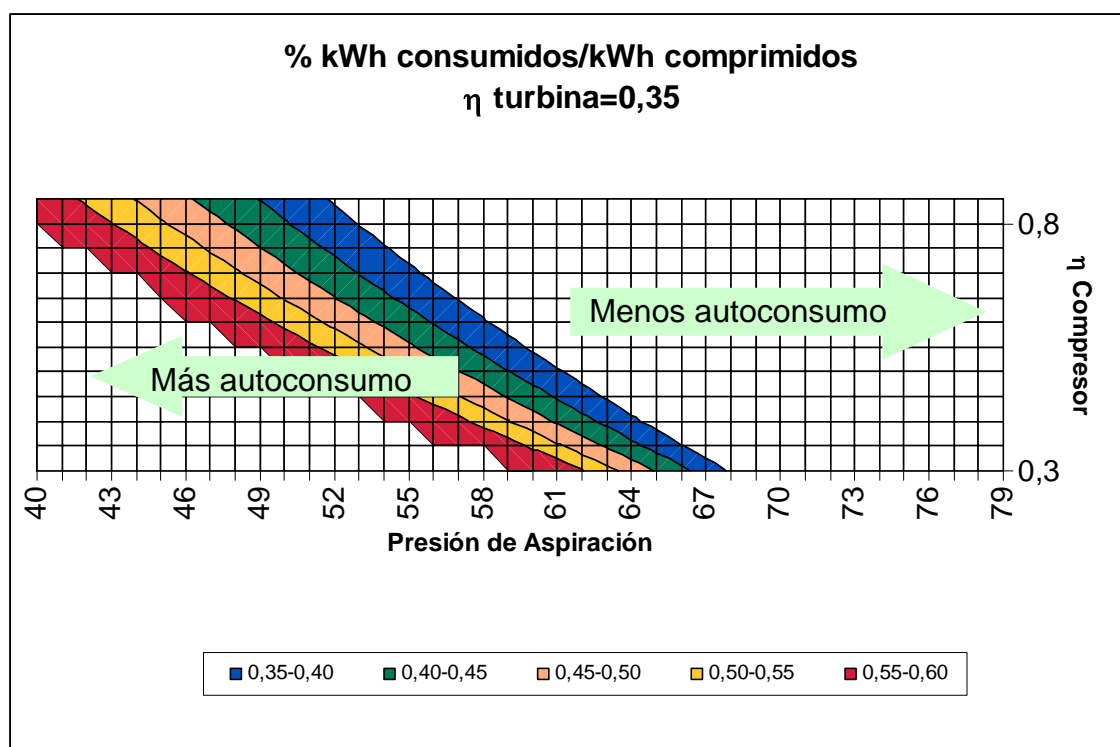


Gráfico 2: Coeficiente de autoconsumos en función de presión de aspiración y rendimiento isentrópico del compresor. Rendimiento de turbina 35%. Fuente CNE

El autoconsumo en las estaciones de compresión de gas natural permite impulsar el gas a una presión suficiente para vencer la pérdida de carga que el gas experimenta durante el transporte. Para el periodo 2002-2004, el porcentaje de autoconsumos obtenido se situó en el valor medio de 0,47% del gas comprimido.

Año	GWh comprimidos	GWh consumidos	% autoconsumo
2002	211.225	1.008	0,48
2003	227.888	1.101	0,48
2004	202.611	911	0,45
TOTAL	641.724	3.021	0,47

Cuadro 5: Autoconsumos respecto a gas comprimido.

El promedio de autoconsumo en el periodo 2002-2004, en el gráfico de estimación de autoconsumos de compresión sería indicativo de una compresión desde una presión de partida de 54 bar, aproximadamente, si se considera un rendimiento del compresor del 60%, valor considerado como conservador. Obviamente, el régimen de funcionamiento de las estaciones de compresión no es estacionario ni los requerimientos de caudal a impulsar los óptimos para el funcionamiento de las mismas, pero queda claro que los autoconsumos aportados se ajustan a unos márgenes teóricos razonables.

El gas empleado en autoconsumos en estaciones de compresión tenderá a decrecer en términos relativos sobre el gas suministrado, en la medida que se incremente el número de entradas al sistema de transporte, lo que hará disminuir las necesidades de compresión. Esto no significa que el porcentaje de autoconsumo respecto al gas comprimido disminuya. La comparativa que sí disminuirá es la de autoconsumos respecto de las entradas en el sistema. De hecho, este efecto se puede observar en las necesidades de compresión de los años 2003 y 2004. La entrada en operación de la planta de BBG redujo notablemente las necesidades de compresión en un 11%, a pesar de que se registrase un incremento de la demanda de gas natural canalizado del 17,6% del año 2003 a 2004.

2.4 Autoconsumos en estaciones de regulación con calentamiento

Con objeto de evitar condensaciones de los componentes menos volátiles incluidos en el gas natural por la disminución de temperatura que se produce cuando se reduce la presión del gas para pasar desde los gasoductos de transporte a las redes de distribución, el gas es calentado previamente a su regulación de presión en las estaciones de regulación y medida (ERM). Para el periodo 2002-2004, el autoconsumo medio para realizar esta función fue del 0,10% del gas regulado.

Año	GWh Regulados	GWh Consumidos	% Consumo
2002	150.315	202	0,13
2003	158.644	143	0,09
2004	173.947	139	0,08
TOTAL	482.906	484	0,10

Cuadro 6: Autoconsumos respecto al gas regulado a presiones inferiores.

El autoconsumo en estaciones de regulación con calentamiento va a depender del desarrollo de la red que es alimentada por dicha estación, siendo los autoconsumos por kWh regulado menores para redes maduras, ya que las necesidades fijas de calentamiento se reparten entre mayor cantidad de gas laminado. No se prevé que el porcentaje de autoconsumo pueda mejorarse mucho respecto a los valores de 2004.

Se ha hecho una estimación teórica de autoconsumos por regulación de gas con calentamiento, incluida en el anexo IV, que nos permite contrastar los valores de los autoconsumos facilitados por los transportistas. Para ello, se plantearon hipótesis conservadoras, en la que se prevé un calentamiento del gas natural (considerado como metano íntegramente) previo a la regulación de presión de idéntico salto de temperatura que el que experimenta por el efecto Joule-Kelvin de enfriamiento, con un rendimiento de caldera del 70%. En el eje horizontal se presentan las presiones iniciales y en el eje vertical las finales. Los valores del coeficiente de autoconsumos se determinan en la escala de color situada a la derecha.

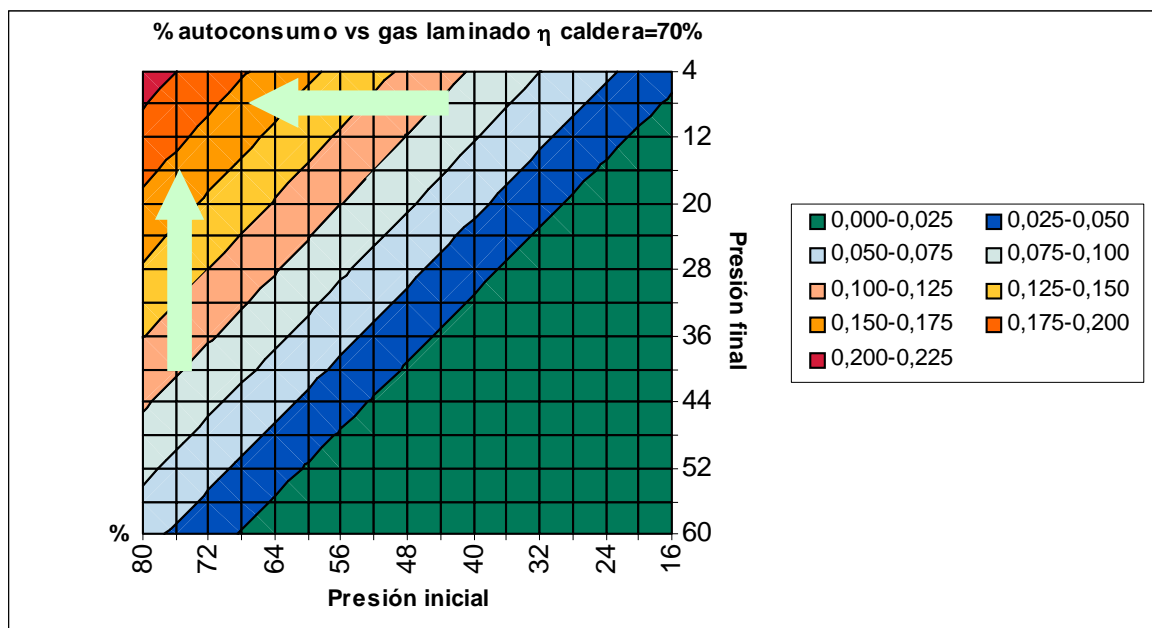


Gráfico 3: Coeficiente de autoconsumos en función de presión inicial y final en la regulación de presión. Rendimiento de caldera de calentamiento 70%. Fuente CNE

El valor promedio del coeficiente de autoconsumos en regulación de gas con calentamiento para el periodo 2002-2004 se situó en el 0,1%, con lo que los saltos de presión teóricos medios, con las hipótesis empleadas en la estimación previa, son del orden de 35 bar.

3 RECONOCIMIENTO DE LAS MERMAS EN EL SISTEMA ECONÓMICO INTEGRADO, ANÁLISIS Y VALORACIÓN.

El sistema económico integrado para el sector de gas natural establece que las empresas transportistas y distribuidoras serán compensadas por las mermas que se generen en las actividades reguladas, bien económicamente cuando se trate de suministros regulados, o bien mediante la retención a los comercializadores de un porcentaje del gas descargado en plantas de regasificación, introducido en el sistema de transporte, suministrado a los consumidores o inyectado en los almacenamientos subterráneo.

En el cuadro 7 se refleja la evolución que han seguido los porcentajes aplicables a las mermas de gas de cada una de las actividades reguladas:

COEFICIENTES DE MERMAS RECONOCIDOS

% Mermas reconocidas		Orden ECO 301/2002	Orden ECO 30/2003	Orden ECO 31/2004	Orden ITC 102/2005	Orden ITC 4099/2005
Año de aplicación		2.002	2.003	2.004	2.005	2.006
Regasificación	% sobre gas descargado	0,50	0,50	0,50	0,50	0,45
Transporte	% sobre gas introducido en sistema de T&D	0,43	0,43	0,43	0,43	0,35
Almacenamiento	% sobre gas inyectado	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
Distribución	% sobre gas suministrado					
	Presión <= 4 bar	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00
	Presión <=4 bar a partir de P.S.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	4 bar < Presión <=16 bar	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
	Presión > 16 bar	0,39	0,39	0,39	0,00	0,00

Cuadro 7: Coeficientes de Mermas Reconocidos

Para los años 2002, 2003 y 2004 se estima que los transportistas y distribuidores han tenido el reconocimiento de mermas que se indica en el cuadro adjunto, que se obtiene por la aplicación de los coeficientes de mermas reconocidos a las cantidades de gas descargado en plantas de regasificación, introducido en el sistema de transporte, suministrado a los consumidores o inyectado en los almacenamientos subterráneos. Asimismo, el cuadro 8 recoge las mermas y autoconsumos contabilizados en el periodo 2002-2004, calculados sobre la base de los balances de energía realizados.

COMPARACIÓN ENTRE MERMAS RECONOCIDAS Y MERMAS Y AUTOCONSUMOS CONTABILIZADOS

Datos en GWh	Mermas y Autoconsumos aplicando Coeficientes de Mermas Reconocidos				Mermas Aparentes y Autoconsumos Contabilizados			
	2002	2003	2004	TOTAL	2002	2003	2004	TOTAL
Regasificación	746	846	861	2.453	2.054	1.043	1.451	4.548
Transporte	1.175	1.265	1.410	3.850	1.477	198	226	1.901
Alm. Subterráneo	202	190	261	654	249	254	329	833
Distribución	1.633	1.798	1.991	5.422	1.406	2.458	1.138	5.003
P <=4 bar	934	1.080	1.228	3.242	637	1.147	397	2.181
PS de GNL	67	55	49	172				
Resto	866	1.025	1.179	3.070				
4 bar < P <= 16 bar	390	431	450	1.271	684	1.241	719	2.644
16 bar < P <= 60 bar	120	110	111	341	38	27	71	137
P>60 bar	191	176	201	568	47	43	-49	41
TOTAL ACTIVIDADES	3.756	4.099	4.523	12.379	5.186	3.953	3.144	12.284

Cuadro 8: Comparación entre Mermas Reconocidas y Mermas y Autoconsumos Contabilizados

Globalmente se observa que, para el conjunto del periodo analizado, mientras las mermas y autoconsumos contabilizados disminuyen progresivamente desde 5.186 GWh a 3.144 GWh, las mermas y autoconsumos que se obtienen de aplicar los coeficientes de mermas reconocidos por el sistema aumentan progresivamente desde 3.756 GWh a 4.523 GWh.

De la comparación anual entre ambas magnitudes se observa que en el año 2002 las mermas y autoconsumos contabilizados son superiores en 1.430 GWh a las mermas resultantes de aplicar los coeficientes de mermas reconocidas. Para el año 2003 ambas magnitudes son del mismo orden. Y para el año 2004 las mermas y autoconsumos contabilizados son inferiores en 1.379 GWh a las mermas resultantes de aplicar los coeficientes de mermas reconocidas.

De este análisis cabe concluir que la metodología empleada para el reconocimiento de mermas en el sistema del gas natural no parece reflejar adecuadamente la evolución de la globalidad de las mermas y autoconsumos que se obtienen como resultado de realizar los balances de energía del sector. Asimismo, se ha de indicar que las mermas y autoconsumos a reconocer a los transportistas y distribuidores deberían reflejar la

tendencia decreciente observada en las mermas y autoconsumos contabilizados³. El análisis de las mermas y autoconsumos se ha de realizar simultáneamente desde un punto de vista global, para la totalidad del sistema, con análisis mas detallados por cada una de las actividades reguladas, siendo conscientes de la problemática que presenta la medición del gas en los puntos fronteras entre las distintas actividades, ya que en buena medida son mediciones de carácter operativo, especialmente entre la actividad de regasificación y el transporte, ambas mayoritariamente propiedad de Enagás, por lo que determinados excesos o déficits estimados de mermas en una actividad pueden o estarán recogidos, con signo contrario, en la siguiente actividad de la cadena.

Al comparar para cada actividad las distintas cifras de mermas y autoconsumos, se observa que para la actividad de regasificación las mermas obtenidas aplicando los coeficientes de mermas reconocidas son inferiores, en todos los años del periodo analizado, a las mermas y autoconsumos contabilizados.

En el cuadro 9 se detalla la evolución de las mermas y autoconsumos contabilizados desglosados para la actividad de regasificación:

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS POR ACTIVIDADES

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Regasificación (No incluye BBG)				
Gas descargado en Plantas	149.136	169.246	172.299	490.681
Mermas Aparentes	1.290	545	997	2.833
Autoconsumos	764	498	453	1.715
Total Mermas y Autoconsumos	2.054	1.043	1.451	4.548
% Mermas Aparentes	0,87	0,32	0,58	0,58
% Autoconsumos	0,51	0,29	0,26	0,35
% Total/gas descargado	1,38	0,62	0,84	0,93

Cuadro 9: Evolución de la Mermas y Autoconsumos para la Actividad de Regasificación

Cuando se analiza el detalle de las mermas y los autoconsumos contabilizados en regasificación, se observa que en el periodo analizado el 62% se corresponde con

³ A estos efectos se ha de tener en cuenta que las Ordenes ITC 102/2005 y 4099/2005 ya han reducido el valor de los coeficientes de mermas de transporte, distribución y regasificación, adecuando el valor de las mermas reconocidas a las mermas y autoconsumos contabilizados.

mermas aparentes, resultado del cierre de balance de energía efectuado, que son cantidades de gas que no tienen una explicación determinada, y que bien pudiera deberse a diferencias de medición, en la entrada o en la salida de las instalaciones.

Los autoconsumos contabilizados para el periodo 2002-2004, son 1.715 GWh, que son inferiores a las mermas reconocidas de 2.453 GWh. Por tanto, si bien las mermas y autoconsumos reconocidos son inferiores a las mermas y autoconsumos contabilizados, no parece aconsejable plantear un aumento del valor del coeficiente de mermas reconocidas para la regasificación, puesto que hay un volumen de gas muy significativo de mermas no suficientemente explicadas.

Dada la multiplicidad de puntos frontera entre las instalaciones de transporte y distribución parece conveniente analizar ambas actividades conjuntamente, en el cuadro 10 se recoge la evolución de las mermas y autoconsumos:

COMPARACIÓN ENTRE MERMAS RECONOCIDAS Y MERMAS Y AUTOCONSUMOS CONTABILIZADOS

Datos en GWh	Mermas y Autoconsumos aplicando Coeficientes de Mermas Reconocidos				Mermas Aparentes y Autoconsumos Contabilizados			
	2002	2003	2004	TOTAL	2002	2003	2004	TOTAL
Transporte y distribución	2.809	3.063	3.400	9.272	2.883	2.656	1.364	6.903

Cuadro 10: Comparación para las Actividades de Transporte y Distribución entre la Mermas reconocidas y las Mermas y Autoconsumos Contabilizados

Se observa que salvo el año 2002, las mermas y autoconsumos reconocidos son superiores a las mermas y autoconsumos contabilizados, y que en conjunto para el periodo analizado las mermas y autoconsumos reconocidos son un 34% superior a las mermas y autoconsumos contabilizados. Es particularmente significativo el año 2004 donde las mermas y autoconsumos reconocidos son un 149% superior a las mermas y autoconsumos contabilizados.

En el cuadro 11 se detalla la evolución de las mermas y autoconsumos contabilizados desglosados para el conjunto de las actividades de transporte y distribución

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS POR ACTIVIDADES

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Transporte y Distribución (incluye entradas por BBG y GNL)				
Gas introducido (sin AA.SS)	276.713	297.065	330.417	904.195
Mermas Aparentes	1.597	1.336	232	3.165
Autoconsumos	1.286	1.320	1.132	3.738
Total Mermas y Autoconsumos	2.883	2.656	1.364	6.903
% Mermas Aparentes	0,58	0,45	0,07	0,35
% Autoconsumos	0,46	0,44	0,34	0,41
% Total/gas introducido (sin AA.SS)	1,04	0,89	0,41	0,76

Cuadro 11: Evolución de la Mermas y Autoconsumos para las Actividades de Transporte y Distribución

Se observa que las cantidades correspondientes a los autoconsumos se mantienen en un valor sensiblemente constante, entre 1.132 y 1.320 GWh/año. En términos relativos sobre el gas introducido en el sistema de transporte y distribución, los autoconsumos reducen su valor, pasando de suponer un 0,46 % en el año 2002, a un 0,34 % en el año 2004, esto puede deberse a la entrada en servicio de la planta de regasificación de Bilbao, lo que necesariamente ha debido de suponer una reducción en las necesidades de compresión para el transporte.

Por el contrario, las mermas aparentes contabilizadas para el conjunto de las actividades de transporte y distribución se han ido reduciendo progresivamente, pasando de 1.597 GWh en el año 2002, a 232 GWh en el año 2004.

En conjunto las mermas y autoconsumos contabilizados para las actividades de transporte y distribución se han ido reduciendo progresivamente pasando de suponer un 1,04 % sobre las entradas de gas a un 0,41%

En relación con el almacenamiento subterráneo se observa que las mermas reconocidas para el total del periodo, de 654 GWh, son inferiores a los autoconsumos declarados por Enagás para dicho periodo, de 833 GWh.

4 MERMAS EN REDES COMPARABLES DE OTROS PAISES.

Con el objetivo de efectuar una comparación de mermas en redes comparables de otros países con los resultados obtenidos del caso español, se solicitó la colaboración de Sedigas. Mediante la documentación aportada por Sedigas se pudo acceder a diversos estudios que relacionan resultados de diversos países.

Se pueden distinguir dos categorías de estudios, informes o artículos analizados:

- Expositivos o comparativos, como *“Die Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie”* o *“A Lifecycle Emissions Model (LEM): Lifecycle Emissions From Transportation Fuels, Motor Vehicles, Transportation Modes, Electricity Use, Heating and Cooking Fuels, and Materials”*, del Instituto de Transporte de la Universidad de California, en su apéndice E *“Methane emissions from natural gas production, oil production, coal mining, and other sources”*. En dichos informes se exponía o comparaban resultados de fugas de gas no contabilizados en diversos segmentos de la industria de gas natural.
- Estudios teórico-empíricos, en los que se desarrolla una metodología que permite alcanzar unos coeficientes de emisión asociados a distintos subsistemas (y características de los mismos) en la industria del gas. En esta línea, se analizaron los resultados del estudio desarrollado por *British Gas Plc. “Establishing the level of methane leakage from the British Gas Distribution System”*, publicado por *International Gas Union* en 1994 y *“Methane Emissions from the Natural Gas Industry”* desarrollado por Gas Research Institute (GRI) para la Environmental Protection Agency (EPA).

Estudios expositivos o comparativos

Sintetizando lo más relevante, *“Die Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie”* destacaba que las fugas de gas no contabilizado representan el 0,6% sobre el consumo en Suiza, para el año 2001. El reparto es el siguiente:

- Distribución de gas un 0,32%.
- Transporte interno 0,02%.
- Consumo final 0,13%.

- Transporte internacional del gas hasta Suiza 0,00%.
- Pérdidas producidas en la extracción del gas 0,15%.

El informe de noviembre de 2003 “A Lifecycle Emissions Model (LEM): Lifecycle Emissions From Transportation Fuels, Motor Vehicles, Transportation Modes, Electricity Use, Heating and Cooking Fuels, and Materials”, del Instituto de Transporte de la Universidad de California, en su apéndice E “*Methane emissions from natural gas production, oil production, coal mining, and other sources*”, indica que el porcentaje de mermas de gas natural desde el pozo de extracción hasta el consumidor final es inferior al 2% del gas suministrado en sistemas modernos y con un mantenimiento correcto.

El informe ofrece una comparación de las fugas de gas en los subsistemas de producción, transporte y distribución, resultado de distintos estudios. La tabla 12 indica el resumen de los distintos estudios, así como los comentarios a los mismos:

Estudios	% Pérdidas de gas natural sobre los suministrados efectuados			Comentarios
	Producción	Transporte	Distribución	
Canadian Gas Association (1990)	0,25	0,018 - 0,082	0,03	Estimación para compañías canadienses
Alphatania Group (1989) (1)	0 a 0,20	0 a 0,13	0,03 a 0,30	Encuesta sobre 28 empresas gasistas en todo el mundo
Arthur D. Little (1989)	0,53			Estimación para la producción mundial
Compañías Europeas de Gas (2)		0,005	<1,00	Las mayores pérdidas se producen en redes antiguas
Alemania (Okken, 1990)	0,5			
PG&E (Cottengim, 1989) (3)			0,14	Fundamentalmente pérdidas en distribución
SoCal Gas (Mehskati, 1993) (4)			0,12	Fundamentalmente pérdidas en distribución
American Gas Association (1989a) (5)		0,06	0,28	Encuesta a compañías estadounidenses
British Gas (Wallis, 1991)			<1,00	Principalmente en conducciones de fundición gris
Swedegas (in Svensson, et al., 1991)		< 1,00		
Mitchell et al. (1990)		0,5		Conducciones posteriores a 1969 del sistema británico
Mitchell et al. (1990)		1,9 - 10,8		Para todas las conducciones en el Reino Unido
EPA (1993) (6)	0,32	0,28	0,09	Estimación para EE.UU en 1990
EPA (1993) (6)	0,31	0,22	0,07	Año 2000. Estimación con incremento del consumo
Gas Research Inst. (in Lamb et al., 1995)		1,0 a 2,0		Para sistemas en EE.UU
Radian Int'l LLC for EPA/GRI (1996) (7)	0,55	0,54	0,39	Estimación para EE.UU en 1992
EPA (1999) and EIA (1998)updateh	0,52	0,54	0,38	Revisión de EPA/GRI(1996)

Cuadro 12: Resumen sobre pérdidas de gas natural resultados de distintos estudios

“Notas a la tabla:

- (1) El Grupo Alphatania, consultoría en aspectos relativos a la industria de gas natural, requirió información sobre fugas de gas a 41 compañías y organizaciones vinculadas con distintos procesos de la cadena del gas natural en todo el mundo. De las compañías que fueron encuestadas, 28 remitieron información. En la tabla se muestran los resultados para sistemas modernos. Para

sistemas de distribución antiguos, estimaron pérdidas cercanas al 1%. Este estudio fue citado por otros estudios que aparecen en la tabla, como el de Canadian Gas Association (1990).

- (2) Información remitida por compañías europeas de gas a petición de Okken y Kram en 1989.
- (3) El estudio investiga fugas (intencionadas o no), fraudes, imprecisiones en la medición, problemas de contaje para el sistema de transporte y distribución de PG&E (Pacific Gas and Electric Company) en 1987. Pérdidas controladas de gas, como purgas y operaciones de valvulería, se determinaron a partir de registros históricos y medidas de campo. Fugas de gas no controladas se estimaron para diferentes categorías de conducciones en distribución mediante muestreos en campo. El sistema de transporte se estimó considerando que fugase al máximo nivel posible. Las pérdidas por roturas no intencionadas se estimaron multiplicando una media (histórico aparente) de la pérdida por rotura por el número de roturas en 1987. Las fugas de gas no intencionadas en distribución fueron el 0,06% del total; para transporte 0,005%; Pérdidas por rupturas en transporte-distribución se estimaron en el 0,01%; pérdidas en elementos, purgas en las instalaciones, muestreos, venteos, y otras, se estimaron en 0,065%. Estimaban que el nivel de fugas reales de gas era del 9% de las mermas aparentes, motivando dichas diferencias por imprecisiones en las medidas.
- (4) SoCal Gas (Southern Californian Gas Company) estimó las siguientes pérdidas de gas no contabilizadas en 1991 (las unidades en millones de pies cúbicos): 15.580 en fugas mayores y menores de sistemas de transporte; 58.039 de compresores, 59.912 de instrumentación neumática, muestreos, venteos, purgas y encendido de turbinas; 622.160 de sistemas de distribución; y 182.502 de roturas en distribución no registradas. El total ascendía a 938.193 millones de pies cúbicos. Además, hubo pérdidas contabilizadas de gas en transporte y por grandes roturas en distribución, aparte de pérdidas no contabilizadas en almacenamientos. El informe estima que supusieron aproximadamente el 30% de las pérdidas no contabilizadas. Esto supone que las pérdidas totales de gas supusieron, aproximadamente 1,2 billones (europeos) de pies cúbicos, el 0,12% de 1.048 Tera-pies cúbicos de las ventas de SoCal Gas en 1991.
- (5) Poco antes de este estudio, AGA estimaba que las pérdidas totales estaban en el rango de 0,2% a 0,3% (AGA, 1989b). Las fugas en alta presión son más sencillas de identificar que las que se producen en baja presión.
- (6) La columna Producción de la tabla incluye fugas en los pozos, en el procesado del gas, en los sistemas de almacenamiento, aunque las fugas en la los pozos de producción son las mayores de todas ellas.
- (7) Los resultados completos de este estudio, en BCF (billones de pies cúbicos) emitidos en Estados Unidos en 1992, se presentan a continuación (tomado del informe EPA/GRI, 1996):

Tipo de emisión de gas natural	Production	Procesado de gas	Transporte y almacenamiento	Distribución	Total industria gas natural
Fugas	24	24,4	72,1	74,7	195,2
Venteos	53,8	5,1	33	2,2	94,2
Combustión incompleta	6,6	6,9	11,4	N/A	24,9
Total	84,4	36,4	116,5	77	314

Fuente: el estudio citado y EPA/GRI 1996

Los autores del EPA/GRI estiman que las fugas de gas suponen un 1,4% del bruto y un 1,6% del neto del gas natural producido. Estiman también una aproximación del $\pm 0,5\%$ del resultado. Ajustando los resultados de la tabla previa a la tabla de comparación entre los distintos estudios, los porcentajes serían, para transporte (transporte y almacenamiento) 0,54%, y para distribución 0,39%. Debe considerarse que el porcentaje de transporte incluye los venteos por paradas de las estaciones de compresión, el gas empleado en los motores de arranque, gas no quemado en las cámaras de combustión, venteos por deshidratación del gas con glicol en almacenamientos subterráneos, etc.”

Estudios teórico-empíricos

En concreto, los estudios empleados fueron:

- “*Establishing the level of methane leakage from the British Gas Distribution System*”, publicado por *International Gas Union* en 1994
- “*Methane Emissions from the Natural Gas Industry*” desarrollado por Gas Research Institute (GRI) para la Environmental Protection Agency (EPA) de 1992 a 1996..

En ambos casos, se trata de estudios en los que se trata de inferir una tasa de fugas a las conducciones de distribución, en el caso del estudio de British Gas, y al global de componentes de la producción, procesado, transporte y distribución en el caso del informe EPA/GRI 1996.

Un aspecto común a ambos estudios es la característica teórico empírica empleada, en la que a través de muestreos estadísticos e inventarios proceden a efectuar una estimación de los coeficientes de fuga de conducciones y equipos.

A partir de los resultados de coeficientes de emisión de estos estudios, que se consideraron suficientemente fundamentados, se estimaron, extrapolando, fugas de gas no contabilizado en los sectores de transporte y distribución del Sistema Gasista. Las tasas de fuga se proporcionaban en volumen. La transformación de la misma en energía consistió en aplicar un poder calorífico superior (PCS) de 11,63 kWh/m³, para el gas empleado en el sistema español.

Los resultados de ambos estudios corroboran la hipótesis de limitada dependencia de las fugas de gas no contabilizado con respecto al gas demandado. Esta hipótesis se mencionó en varias ocasiones en el desarrollo del presente estudio. Para plasmar esta idea se presenta el análisis de sensibilidad incluido en el informe EPA/GRI 1996. Los incrementos en consumo se supone que se realizarán sobre unas características de las instalaciones mejores que las ya existentes o sobre las mismas instalaciones, por lo que esos incrementos en el consumo, considerados respecto al gas producido para satisfacerlos darían un ratio de fugas de gas inferior para toda la cadena de gas natural.

	Caso base	Incremento de ventas %. Escenario más probable						
		Carga uniforme			Pico invernal			Pico verano
		5	15	30	5	15	30	15
Total emisiones, Bscf	314	319	328	343	320	333	352	324
% incremento sobre caso base		1,59	4,46	9,24	1,91	6,05	12,10	3,18
Total emisiones / Total gas producido	1,42%	1,37	1,29	1,19	1,38	1,31	1,22	1,27
Incremento de emisiones / incremento en producción		0,39	0,42	0,44	0,54	0,55	0,57	0,30

Cuadro 13: Análisis de sensibilidad: Porcentaje de emisiones frente a gas producido. Fuente EPA/GRI 1996

Asociado a las fugas de gas, hay un factor fijo significativo que depende de la infraestructura, y un factor variable que dependerá del gas introducido en el sistema, pero que representa un porcentaje pequeño de las mismas. En el cuadro 13 se puede observar como en un escenario de carga uniforme, si el incremento en producción es de un 30%, el incremento en fugas es del 7,5% (de 314 Bscf a 343 Bscf), pero hay una reducción del coeficiente de fugas de gas no contabilizado respecto del gas producido del 16%.

En el cuadro 14 se muestran los coeficientes de mermas aparentes registrados en los balances de energía en transporte y distribución, y los coeficientes calculados sobre gas introducido para transporte y suministrado para distribución, sin tener en cuenta el efecto de mermas en cascada.

Coeficientes de mermas registrados

Y estimación de coeficientes de fugas de gas no contabilizado

%	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Coeficientes Registrados				
Transporte	0,09	-0,36	-0,26	-0,18
Distribución vs suministros				
P <=4 bar	1,26	2,01	0,55	1,24
4 bar < P <= 16 bar	0,48	0,77	0,41	0,55
16 bar < P <= 60 bar	0,06	0,05	0,11	0,07
P > 60 bar	0,10	0,10	-0,09	0,03
Transporte y Distribución	0,58	0,45	0,07	0,35

Nota: Sobre gas introducido para transporte y suministrado para distribución

Nota 2: Sobre gas introducido para transporte y distribución.

Coeficientes Estimados				
Transporte vs gas introducido	0,05	0,04	0,04	0,04
Distribución vs suministros				
P <=4 bar	0,31	0,31	0,31	0,31
4 bar < P <= 16 bar	0,93	0,87	0,83	0,87
16 bar < P <= 60 bar	0,18	0,17	0,16	0,17
16 bar < P <= 60 bar	0,00	0,00	0,01	0,01
P > 60 bar	0,01	0,01	0,01	0,01

Nota 3: Sobre gas introducido para transporte y suministrado para distribución

Cuadro 14 Comparación de coeficientes de mermas aparentes en transporte y distribución con los coeficientes de fugas no contabilizadas para las actividades de transporte y distribución

Parece normal que las estimaciones tengan un orden de magnitud similar a los resultados ofrecidos por “*Methane emissions from natural gas production, oil production, coal mining, and other sources*” para EPA/GRI, ya que el procedimiento de cálculo es similar.

En todo caso, comparando los resultados de mermas aparentes de cierre de los balances de energía, para el caso de transporte no se obtiene un coeficiente comparable. Para la distribución, en promedio, el porcentaje de mermas y autoconsumos supone el 0,67%. Si se considera el balance agregado de ambos subsistemas, el resultado es del 0,35%, que se sitúa en un orden próximo a las fugas de gas no contabilizado y a las estimaciones en otros sistemas.

5 TRATAMIENTO DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN LAS NGTS

Recientemente, la publicación de las Normas Técnicas de Gestión del Sistema modifica el procedimiento de retribución de mermas y autoconsumos para los transportistas utilizado hasta el año 2005.

Así, en el apartado 2. “*Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista*”, en su apartado 4 “*Requisitos generales para el uso de los gasoductos de las redes de transporte. – Se establecen las siguientes condiciones generales para las redes de transporte:*”

“.....2.4.3 Mermas y autoconsumos. – El operador de transporte asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas desde que éste es aceptado en el punto de entrada de la red de transporte hasta que es entregado en el punto de salida de la red de transporte correspondiente.

En todo caso, de la totalidad del gas entregado por los usuarios en un punto de entrada a las redes de transporte, el transportista titular del gasoducto de entrada al sistema retendrá, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

La totalidad de las mermas retenidas por el conjunto de transportistas en los puntos de entrada al sistema de transporte-distribución a lo largo de un año, deberá ser distribuida entre el conjunto de transportistas.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los transportistas, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.

Inicialmente, el porcentaje actualmente establecido como mermas de transporte, se repartirá en función del número de estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida con calentamiento, y en general todos los transportistas propietarios de gasoductos de transporte, con los siguientes porcentajes:

- *EE.CC.: 80 %.*
- *ERM.: 10 %.*
- *Resto de parámetros (gas vehiculado, volumen geométrico de gasoductos, unidades de medida y otros): 10 %.*

Con carácter general, la asignación de las mermas por compresión y regulación entre transportistas será proporcional al caudal vehiculado por los turbocompresores y por las ERM's de que dispongan.

Una vez conocidos los datos definitivos de las mermas a lo largo del año, el Gestor Técnico del Sistema deberá determinar el volumen de mermas correspondiente a cada transportista y realizar una propuesta de liquidación entre los mismos que comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía antes del 31 de enero del año siguiente. Una vez aprobada, el Gestor Técnico del Sistema procederá a comunicársela a los sujetos implicados, quienes deberán efectuar dicha liquidación en un plazo de 15 días naturales posteriores a la fecha de la comunicación.”

Para la distribución las NGTS establecen:

“2.5 Requisitos generales del uso de las redes de distribución.

2.5.1 Mermas.—El operador de la red de distribución asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en el punto de conexión de la red de transporte con la red de distribución hasta que es entregado en el punto de suministro correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por el transportista para el mercado liberalizado y para el mercado regulado de distribuidores terceros en un punto de entrada a las redes de distribución, el distribuidor retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca en cada momento.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los distribuidores, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.”

Para la regasificación las NGTS establecen:

2.6 Requisitos generales del uso de las plantas de regasificación de GNL .

2.6.4 Mermas y autoconsumos.— El operador de la planta de regasificación de GNL asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en los puntos de descarga de buques hasta que es entregado en el punto de conexión correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por los sujetos en el punto de descarga de buques, el operador retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones realizará los estudios de seguimiento de la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación.

El Gestor Técnico del Sistema propondrá antes del 15 de octubre de cada año, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos. Si la cantidad propuesta fuera modificada respecto a la vigente en ese momento, el cambio propuesto deberá ser justificado adecuadamente.

6 PROPUESTA DE COEFICIENTES DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS PARA EL SISTEMA DEL GAS NATURAL Y MECANISMO DE IMPUTACIÓN

6.1 Consideraciones generales

En los análisis realizados para estimar las mermas y autoconsumos habidos en cada una de las actividades del sistema, mediante balances de energía, se pone de manifiesto que globalmente el volumen de mermas y autoconsumos contabilizados para el conjunto del sistema ha disminuido sensiblemente, pasando de 5.186 GWh en el año 2002 a 3.144 GWh en el año 2004. En términos porcentuales sobre las entradas de gas al sistema las mermas y autoconsumos contabilizados han pasado de un 1,81% en el año 2002, a un 0,91 % en el año 2004. Por lo tanto, se puede constatar que hay sensibles mejoras en la gestión y medición del gas suministrado por el sistema.

Las mermas y autoconsumos de las distintas actividades que componen el sistema del gas natural no se han de analizar aisladamente, puesto que los resultados observados nos hacen pensar que bien puede haber significativos trasvases de gas entre una u otra actividad, haciendo aflorar o disminuir supuestas mermas en una u otra actividad. Esto también es cierto a la hora de las posibles errores en la imputación del gas a un año o al siguiente o anterior. Por tanto, cuanto mas amplio es el periodo de análisis, mayor fiabilidad alcanzan los resultados.

El total de mermas y autoconsumos contabilizadas para el periodo 2002-2004 para el total del sistema es de 12.284 GWh, donde el 51,17 % corresponden a autoconsumos y el resto a lo que denominamos mermas aparentes. Dichas mermas aparentes, son calculadas mediante balances de energía y pueden tener su explicación en una multiplicidad de causas que son difíciles de concretar, no obstante, se asume que tales mermas tiene su origen en errores e imprecisiones en la medición del gas, en fugas y venteos no contabilizados, en fraudes, etc.

Desde el punto de vista de la regulación y de la administración del sistema del gas natural se debe tender a tratar de reducir la cuantía de estas mermas aparentes, puesto que su justificación es imprecisa e incierta. Por ello se propone que los distribuidores y los transportistas no reciban íntegramente una retribución por la totalidad de las mermas aparentes contabilizadas, y ello con objeto de incentivarles a mejorar las instalaciones técnicas y los procesos de medición y contabilización del gas, a los efectos de minimizar la partida correspondiente a las mermas aparentes. Esta propuesta incentivara que los distribuidores y transportista justifiquen en mayor medida las pérdidas de gas con razones objetivas, y con ello se disminuyan las cantidades correspondientes a mermas aparentes.

No obstante, con objeto de cuantificar de una manera objetiva las mermas aparentes que se ponen de manifiesto en los balances de energía para cada una de las actividades, se propone determinar para las actividades de transporte y distribución aquella parte de las mermas aparentes que se corresponde con el concepto de fugas no contabilizadas que tiene su fundamento teórico en el estudio, de junio de 1996, del *Gas Research Institute (GRI)* y *U.S. Environmental Protection Agency (EPA)* sobre *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*, y en la ponencia de *British Gas Plc*, presentada en la *19th World Gas Conference, Milan, June 1994*, de la *International Gas Union (IGU)*. Los resultados y cuantificaciones que se obtienen por estas metodologías para las fugas no contabilizadas alcanzan el valor de 940 GWh para el año 2004, siendo inferiores, aunque del mismo orden de magnitud, que las mermas aparentes calculadas para dicho año, de valor 1.364 GWh.

Como criterio general se propone que los autoconsumos sean compensados íntegramente a los transportistas y distribuidores, bien como gas retenido a los comercializadores, o bien dentro de los costes de las actividades no liquidables: suministro a tarifa o gestión de la compraventa del gas para el mercado a tarifa. En cualquier caso, cuando dichos autoconsumos han de ser el resultado de una prudente operación del sistema y han de responder a parámetros y rendimientos que sean comúnmente aceptados por la industria como adecuados.

Los autoconsumos en la actividad de transporte han supuesto 3.551 GWh en el periodo 2002-2004 y representan la parte mas importante del conjunto mermas y autoconsumos

contabilizados de esta actividad. Los autoconsumos de transporte se concentran en las estaciones de compresión y en las ERM con calentamiento. Se propone que la compensación a los transportistas sea función, para las estaciones de compresión, del gas vehiculado por los turbocompresores, y para las ERM con calentamiento, en función del volumen de gas laminado, acorde con lo dispuesto en las NGTS.

Los autoconsumos en la actividad de distribución se concentran en las ERM con calentamiento y son mínimos en relación al conjunto de las mermas y autoconsumos contabilizados en la actividad, solo han supuesto un 3,7 % sobre el total de las mermas y autoconsumos contabilizados en el periodo 2002-2004, y ello es debido a que la mayor parte de la ERM de distribución no necesitan calentamiento. Por tanto, se propone que no haya una compensación diferenciada para los autoconsumos de distribución, incluyéndola en el coeficiente de mermas genérico que se propone.

Los autoconsumos en la actividad de regasificación suponen para el periodo 2002-2004 un volumen de 1.715 GWh⁴, sobre un total de mermas y autoconsumos para el mismo periodo de 4.458 GWh. En media para dicho periodo los autoconsumos suponen un 0,35 % sobre el GNL descargado en las planta de regasificación. Este porcentaje para el año 2004 se ha reducido al valor de 0,26%. Los autoconsumos en las plantas de regasificación responden a un conjunto amplio de necesidades de operación de las plantas, por lo que no hay procesos determinados a los que asociar el grueso de los autoconsumos, salvo a la cantidad de GNL descargado o regasificado. Por tanto, se propone que la compensación a los transportistas por los autoconsumos en regasificación sean función del GNL descargado.

Los autoconsumos en la actividad de almacenamiento subterráneo suponen para el periodo 2002-2004 un volumen de 833 GWh, como ya se ha indicado no se han considerado mermas aparentes en esta actividad. En media para dicho periodo los autoconsumos suponen un 2,69 % sobre el gas inyectado en los almacenamientos subterráneos. Dicho porcentaje no ha tenido variaciones sensibles de un año para otro a lo largo del periodo 2002-2004. Por tanto, se propone que la compensación a los

⁴ No se ha dispuesto de datos completos de BBG, por lo que los datos se corresponden con las plantas de Enagás

transportistas por los autoconsumos en almacenamientos subterráneo sea en función del gas inyectado.

6.2 Propuesta de coeficientes de mermas para las actividades del sistema del gas natural

Esta propuesta se realiza teniendo en cuenta los criterios indicados en el punto anterior, junto con los coeficientes de mermas establecidos en la Orden ITC 4099/2005, minimizando el trasvase de mermas entre una u otra actividad, y finalmente que las mermas a compensar a los transportistas y distribuidores no superen en su conjunto el total de mermas y autoconsumos puestos de manifiesto en el año 2004 para el sector de gas. La propuesta de este estudio para los coeficientes de mermas se indica en el cuadro 15:

Actividad	Coefficiente de mermas	Comentario
Regasificación	0,45%	sobre el GNL descargado en plantas de regasificación
Almacenamiento	2,66%	sobre el gas inyectado en almacenamientos subterráneos
Transporte	0,35%	sobre el gas introducido en el sistema de transporte
Distribución		
Presión <= 4 bar	1%	Sobre el gas suministrado a consumidores
Presión <= 4 bar desde planta satélite GNL	2%	Sobre el gas suministrado a consumidores
4 bar < Presión <= 16 bar	0,25%	Sobre el gas suministrado a consumidores

Cuadro 15: Propuesta CNE de coeficientes de mermas para las actividades del sector del gas

La aplicación de estos coeficientes de mermas a los parámetros de operación de las distintas actividades del sistema gasista para el año 2004 se exponen en el cuadro 16:

Actividad (datos en GWh)	Parámetros de operación año 2004	Coefficientes de mermas propuesta CNE	Mermas propuesta de CNE (en GWh)
Gas descargado en Planta de Regasificación (excluido BBE)	175.961	0,45%	792
Gas inyectado	12.387	2,66%	329
Gas introducido	327.818	0,35%	1.147
Gas suministrado	256.919		927
Presión <= 4 bar	58.947	1,00%	589
Presión <= 4 bar desde planta satélite GNL	2.472	2,00%	49
4 bar < Presión <= 16 bar	115.354	0,25%	288
16 bar < Presión <= 60 bar	28.540		
Presión >60 bar	51.606		
TOTAL			3.196

Cuadro 16: Mermas resultantes de aplicar los coeficientes de mermas de la propuesta de la CNE

A continuación se justifica y razona el cálculo y la determinación de los valores de los coeficientes de mermas que se proponen.

Los autoconsumos y las mermas aparentes obtenidas para el año 2004 para el conjunto del sistema gasista, junto con la propuesta de mermas de la CNE, se reflejan en el cuadro 17:

Actividad (datos en GWh)	Parámetros de operación año 2004	Coefficientes de mermas propuesta CNE	Mermas propuesta de CNE (en GWh)	Autoconsumos 2004 (A)	Mermas aparentes 2004 (B)	Total Mermas Aparentes y Autoconsumos año 2004 (A)+(B)
Gas descargado en Planta de Regasificación (excluido BBE)	175.961	0,45%	792	453	997	1.451
Gas inyectado (almacenamiento)	12.387	2,66%	329	329	0	329
Gas introducido (transporte)	327.818	0,35%	1.147	1.064	-839	226
Gas suministrado (distribución)	256.919		927	68	1.070	1.138
Presión <= 4 bar	58.947	1,00%	589		335	335
Presión <= 4 bar desde planta satélite GNL	2.472	2,00%	49	62		62
4 bar < Presión <= 16 bar	115.354	0,25%	288	6	713	719
16 bar < Presión <= 60 bar	28.540				71	71
Presión >60 bar	51.606				-49	-49
TOTAL			3.196	1.915	1.229	3.144

Cuadro 17: Comparación entre Mermas resultantes de propuesta del Estudio y las Mermas aparentes y Autoconsumos del año 2004

Se puede observar los efectos del trasvase de mermas entre actividades, puesto de manifiesto con las mermas aparentes negativas obtenidas en la actividad de transporte. No obstante, el computo global de las mermas observadas de los balances de energía, de

3.144 GWh, son similares a los que se obtienen de aplicar la propuesta de coeficientes de mermas de la CNE, de 3.196 GWh.

La propuesta de coeficientes de mermas de la CNE supone reasignar mermas entre las distintas actividades, para posicionarlas en relación con los autoconsumos y las fugas no contabilizadas de cada actividad. El concepto fuga no contabilizada está desarrollado en el estudio, de junio de 1996, del *Gas Research Institute (GRI)* y *U.S. Environmental Protection Agency (EPA)* sobre *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*, y en la ponencia de *British Gas Plc*, presentada en la *19th World Gas Conference, Milan, June 1994*, de la *International Gas Union (IGU)*. En el cuadro 18 se indican los valores calculados para las fugas no contabilizadas para las instalaciones existentes en el año 2004 y su comparación con las mermas aparentes contabilizadas:

Actividad (datos en GWh)	Parámetros de operación año 2004	Autoconsumos 2004 (A)	Mermas aparentes 2004 (B)	Fugas no contabilizadas C	Total Autoconsumos y Mermas Aparentes año 2004 (A)+(B)	Total Autoconsumos y Fugas no Contabilizadas año 2004 (A)+(C)
Gas descargado en Planta de Regasificación (excluido BBE)	12.387	453	997	332	1.451	786
Gas inyectado (almacenamiento)	327.818	329	0	N.D.	329	329
Gas introducido (transporte)	256.919	1.064	-839	138	226	1.202
Gas suministrado (distribución)	58.947	68	1.070	802	1.138	870
Presión <= 4 bar	2.472		335	509	335	509
Presión <= 4 bar desde planta satélite GNL	115.354	62			62	62
4 bar < Presión <= 16 bar	28.540	6	713	278	719	284
16 bar < Presión <= 60 bar	51.606		71	9	71	9
Presión >60 bar	0		-49	7	-49	7
TOTAL		1.915	1.229	1.272	3.144	3.187

Cuadro 18: Valores calculados para las fugas no contabilizadas para las instalaciones existentes en el año 2004 y su comparación con las mermas aparentes contabilizadas

Se puede comprobar que en su conjunto el volumen de mermas aparentes y el valor de las fugas no contabilizadas es muy similar. A este respecto, indicar que el volumen de las fugas no contabilizadas para regasificación se ha estimado en un valor 1/3 de las mermas aparentes⁵ y que las fugas no contabilizadas para el transporte y la distribución son el resultados de aplicar las tablas y los parámetros del estudio EPA-GRI. De esta

⁵ Los datos disponibles de mermas aparentes para las plantas de regasificación, cuantificados en 997 GWh, en no permiten hacer una valoración sobre su realidad o no, teniendo en cuenta que solo corresponden a las plantas de Enagás con varios años de antigüedad. Por tanto, se requerirían estudios de detalle y auditorías energéticas del funcionamiento y eficiencia de las plantas de regasificación, y particularmente de las de nueva construcción.

manera se reasignan las mermas aparentes entre las distintas actividades, manteniendo la imputación de autoconsumos para cada actividad.

Los coeficientes de mermas para cada actividad de la propuesta de la CNE se obtienen directamente de los valores indicados para los autoconsumos junto con las fugas no contabilizadas y de su relación con los parámetros de operación habidos en el año 2004.

Los cambios mas significativos que se proponen sobre el valor de las mermas aparentes habidas en el año 2004, aparecen en la regasificación, dado el elevado valor sin justificar de sus mermas aparentes, y en el transporte y distribución debido a la reasignación de mermas entre ambas actividades.

Como resultado final, se ha considerado oportuno mantener en la propuesta de mermas de la CNE los coeficientes de mermas para el transporte y la regasificación determinados en la ITC 4099/2005, dada la pequeña diferencia con el valor calculado para el transporte y el significativo valor de las mermas aparentes en regasificación, que no presentan una justificación adecuada.

En el cuadro 19 se presenta la comparación entre las propuestas de coeficientes de mermas de este estudio y los coeficientes de mermas de la Orden ITC 4099/2005:

Actividad (datos en GWh)	Parámetros de operación año 2004	Coefficientes de mermas propuesta CNE	Mermas propuesta de CNE (en GWh)	Coefficientes de mermas ITC 4099/2005	Mermas ITC 4099/2005 (en GWh)
Gas descargado en Planta de Regasificación (excluido BBE)	175.961	0,45%	792	0,45%	792
Gas inyectado	12.387	2,66%	329	2,11%	261
Gas introducido	327.818	0,35%	1.147	0,35%	1.147
Gas suministrado	256.919		927		1.089
Presión <= 4 bar	58.947	1,00%	589	1,00%	589
Presión <= 4 bar desde planta satélite GNL	2.472	2,00%	49	2,00%	49
4 bar < Presión <= 16 bar	115.354	0,25%	288	0,39%	450
16 bar < Presión <= 60 bar	28.540				
Presión >60 bar	51.606				
TOTAL			3.196		3.289

Cuadro 19: Comparación entre la propuesta de coeficientes de mermas y los coeficientes de mermas de la Orden ITC 4099/2005:

En el cuadro 19 se puede observar que sobre los coeficientes de mermas de la Orden ITC 4099/2005, se propone mantener el coeficiente de mermas para la regasificación,

incrementar las mermas para el almacenamiento, debido al elevado valor de sus autoconsumos, mantener el valor de las mermas en transporte y en la distribución a presión menor o igual a 4 bar, y finalmente disminuir al coeficiente 0,25 % las mermas a reconocer la distribución con presión entre 4 y 16 bar.

La aplicación de los coeficientes de mermas propuesto en este estudio supone que las mermas del conjunto de las actividades mermas, con los datos del año 2004, alcanzan el 0,97% sobre el total del gas introducido en el sistema, valor que resulta coherente con los valores obtenidos en estudios de otros países.

6.3 Propuesta de reparto de mermas para el transporte

En el alcance de este estudio se solicitaba que se incluyera un mecanismo de imputación de mermas entre los diferentes agentes que intervienen en el sistema gasista. Asimismo, en las NGTS, en el apartado de “*Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista*”, se establece que la totalidad de las mermas retenidas por el conjunto de transportistas en los puntos de entrada al sistema de transporte-distribución a lo largo de un año, deberá ser distribuida entre el conjunto de transportistas, reparto que se efectuará en función del número de estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida con calentamiento, y en general a todos los transportistas propietarios de gasoductos de transporte. Con carácter general, la asignación de las mermas por compresión y regulación entre transportistas será proporcional al caudal vehiculado por los turbocompresores y por las ERMs de que dispongan.

Inicialmente, las NGTS proponen como porcentajes de reparto los siguientes:

- *EE.CC.: 80 %.*
- *ERM.: 10 %.*
- *Resto de parámetros (gas vehiculado, volumen geométrico de gasoductos, unidades de medida y otros): 10 %.*

En los análisis realizados se ha puesto de manifiesto que en el transporte, además de mermas por autoconsumos en estaciones de compresión y en ERMs con calentamiento, están las mermas por las fugas no contabilizadas.

De acuerdo con este esquema, y aplicando para las fugas no contabilizadas los coeficientes del informe EPA/GRI 1996, y para los autoconsumos los valores de los coeficientes observados y comprobados en este estudio para las estaciones de compresión y para las ERMs con calentamiento, se propone asignar mermas a cada transportista en función de sus instalaciones, según el cuadro 20:

Instalación de transporte	Coefficiente de asignación de mermas de transporte	Comentario
Estación de compresión Término fijo Término variable	13.500.000 0,47%	kWh/año y estación de compresión sobre los kWh de gas vehiculado por los turbocompresores
ERM con calentamiento Término fijo Término variable	47.556	kWh/año y estación
Regulación de 60 bar o superior a 16 bar	0,11%	sobre los kWh de gas regulado
Regulación de 60 bar o superior a superior a 16 bar	0,03%	sobre los kWh de gas regulado
Tubería	132	kWh/km y año

Cuadro 20: Propuesta de asignación de mermas y autoconsumos entre instalaciones de transporte

La aplicación de esta propuesta de reparto entre las instalaciones de transporte da los resultados que figuran en el cuadro 21:

Instalación de transporte	Coefficiente de asignación de mermas de transporte	Instalaciones unidades / km	Datos de operación año 2004 (GWh)	Total mermas asignadas (GWh)	Estructura %
Estación de compresión Término fijo Término variable	13.500.000 0,47%	9	202.611	1.073,8 121,5 952,3	84,6%
ERM con calentamiento Término fijo Término variable	47.556	340	156.552	193,6 16,2	15,3%
Regulación de 60 bar o superior a 16 bar	0,11%		17.395	172,2	
Regulación de 60 bar o superior a superior a 16 bar	0,03%			5,2	
Tubería	132	8.655		1,1	0,1%
TOTAL ASIGNADO				1.268,5	100,0%

Cuadro 21: Reparto de mermas en aplicación de la propuesta de asignación de mermas y autoconsumos entre instalaciones de transporte

Los datos de operación del sistema pueden variar significativamente de un año a otro, particularmente, cuando entran en funcionamiento, bien nuevas instalaciones, como una nueva planta de regasificación, o bien nuevos puntos de consumo, tales como los ciclos

combinados. Por tanto, año a año se deberá reajustar el porcentaje de gas a retener en la entrada del sistema de transporte y distribución, para ajustar la cantidad de gas retenido con la cantidad de gas asignado a los transportistas.

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO I: Estudio de mermas y autoconsumos en redes de distribución.

ANEXO II: Estudio de mermas y autoconsumos en plantas satélite de GNL.

ANEXO III: Estudio de mermas y autoconsumos en gasoductos de transporte

ANEXO IV: Estudio de mermas y autoconsumos en estaciones de compresión, estaciones de regulación y regulación y medida.

ANEXO V: Estudio mermas y autoconsumos en almacenamientos subterráneos.

ANEXO VI: Estudio mermas y autoconsumos en plantas de regasificación.

ANEXO VII: Unidades de medida y procedimientos

ANEXO VIII: Estudio de mermas con redes comparables de otros países

BIBLIOGRAFÍA

- Memorias e información adicional remitida por transportistas y distribuidores y Sedigas.
- Procedimientos de determinación de energía de metaneros. ENAGAS-2001
- Apéndice E al informe “A Lifecycle Emissions Model (LEM): Lifecycle Emissions From Transportation Fuels, Motor Vehicles, Transportation Modes, Electricity Use, Heating and Cooking Fuels, and Materials”.
- Voluntary actions by the oil and gas industry, American Petroleum Institute, 1999.
- Methane emissions from the natural gas industry. Environmental Protection Agency-Gas Research Institute EPA-GRI 1996.
- Die Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie, Jiang Xinmin, 2004.
- K. B. Hogan, J. S. Hoffman and A. M. Thompson, “Methane on the Greenhouse Agenda,” *Nature* 354: 181-182 (1991).
- Okken, P. & Kram, T. CH₄ / CO-emission from fossil fuels global warming potential ESC-WR-89-12 (ECN, Petten, The Netherlands, June 1989).
- Medición de caudal. Conversión. J. Crespo. Gas Natural-SEDIGAS. 2004.
- Cálculo del factor de compresibilidad. UNE 60560-1, UNE 60560-2, UNE 60560-3. Mayo 2003.
- Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO).
- ICF Consulting, 1999, “Methods for estimating methane emissions from natural gas and oil systems” y “Cost-effective methane emissions reductions for small and midsize natural gas producers” *Journal of Petroleum Technology*, junio 2005, Roger Fernandez, U.S. Environmental Protection Agency (EPA) Natural Gas STAR Program; Robin Petrusak, SPE, and Donald Robinson, SPE, ICF Consulting; and Duane Zavadil, Bill Barrett Corp.
- T. L. Cottengim, Unaccounted-for Gas Project, Pacific Gas and Electric Company, Volumen 1, Informe Final, San Ramon, CA June 7 (1990).
- Southern California Gas Company, A study of 1991 unaccounted-for gas volume at the Southern California Gas Company, Final Report, Los Angeles, CA, abril 1993.
- Reducing methane emissions from compressor rod packing systems, Natural Gas STAR Program Best Management Practices (BMPs) and Partner Reported Opportunities (PROs), Environmental Protection Agency.
- Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations, Natural Gas STAR Program Best Management Practices (BMPs) and Partner Reported Opportunities (PROs), Environmental Protection Agency.
- Reducing Emissions when Taking Compressors Off-Line, Natural Gas STAR Program Best Management Practices (BMPs) and Partner Reported Opportunities (PROs), Environmental Protection Agency.



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección Mercados de Gas

ANEXO I: ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

30 de enero de 2006

ÍNDICE

1	Estudio de mermas y autoconsumos en redes de distribución de gas natural	1
1.1	Características y evolución de las redes de distribución.....	4
1.2	Balances de energía en redes de distribución de gas natural.....	9
1.3	Resultados de los balances físicos de energía	14
1.4	Estimación de fugas de gas natural no contabilizadas en redes de distribución.	18
1.5	Normativa aplicable.....	26
1.6	Conclusiones.....	27
1.7	Propuesta de actualización de los coeficientes de mermas.....	29

1 ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

El objeto del presente estudio es exponer las mermas y autoconsumos que se producen en las redes de distribución del Sistema Gasista Español.

Las redes de distribución tienen el objetivo de suministrar el gas desde los gasoductos de transporte a los consumidores finales en las condiciones técnicas necesarias para que el consumo, por parte de los mismos, pueda efectuarse.

Están constituidas, entre otros elementos, por conducciones, cuyo diámetro y material estructural varía según la presión o el caudal que deba proporcionar; estaciones de regulación, de medida o ambas, con la misión de adecuar los rangos de presión y cuantificar la energía.

El presente estudio se centrará en las mermas habidas en las conducciones, ya que los autoconsumos y fugas en estaciones de regulación se tratan de forma individual.

Las mermas que se pueden registrar en el trasiego de un fluido entre su origen y su destino pueden estar determinadas por diversos factores:

- Presión de operación del tubo.
- Permeabilidad (material estructural y/o recubrimientos).
- Tipo de unión entre tramos.
- Estado de conservación de tubos y uniones.
- Etc.

Presión:

Se trata de un factor fundamental para determinar las pérdidas de fluido que va a experimentar el recipiente contenedor del mismo, en este caso el tubo. El parámetro de

presión, en concreto, es el diferencial entre la presión del tubo y la presión atmosférica, es decir, la presión manométrica. Dentro de unos límites, se puede considerar que a mayor presión manométrica, mayores pérdidas de fluido se registrarán. Estas se producen a través de poros si el material es permeable, grietas, deficiencias en juntas o uniones, etc.

Permeabilidad:

Es la propiedad que tiene un material de ser atravesado por un fluido. Se trata de una propiedad íntimamente ligada al material estructural que conforme la tubería y al recubrimiento que pueda tener la misma. Depende del grado de porosidad que presente el material y la conectividad que tengan los poros.

Tipo de unión entre tramos de tubo:

El grado de estanqueidad de las redes de distribución va a depender de las características de la unión entre los distintos elementos que la conforman. Las uniones pueden ser soldadas, embridadas, por presión, etc.

Las uniones que presentan mejores características en cuanto a la estanqueidad son las uniones soldadas.

Estado de conservación de tubos y uniones:

La red de distribución española es relativamente moderna para la mayor parte de las compañías distribuidoras que suministran gas, así como para un porcentaje muy alto de sus activos de distribución. En todo caso, siempre existe un deterioro del material que conforma el tendido de conducciones y las uniones entre tramos. Dependiendo del material de los tubos o del tipo de unión empleado, el grado de deterioro será distinto. Los materiales metálicos siempre están expuestos a corrosión, por lo que deberán ser adecuadamente protegidos mediante recubrimientos y/o protección química (catódica o anódica). Otros materiales, como el polietileno, presentan gran durabilidad de forma que no necesitan de recubrimientos especiales.

Las uniones embridadas pueden presentar problemas de corrosión con el tiempo en alguno de sus componentes al tener partes metálicas de distinta composición química en contacto.

Las soldaduras metálicas presentan facilidad para la corrosión, no en el cordón de soldadura, sino en las zonas limítrofes si no se corrige mediante el adecuado tratamiento térmico.

Fugas de gas

En el proceso de fuga de gas se produce una expansión del mismo hasta la presión atmosférica desde la presión absoluta que presente el conducto. Las expansiones que tienen lugar en las situaciones de emisión, son normalmente de dos tipos: expansión con estrangulamiento y expansión libre. La expansión con estrangulamiento ocurre cuando el gas sale a través de una abertura o grieta muy estrecha. Presenta una gran resistencia por fricción y una energía cinética baja (caudal de pérdida poco importante y detección difícil). Cuando la abertura es mayor se alcanza una situación de expansión libre. La resistencia por fricción es baja y la energía cinética elevada (caudales elevados, pero fáciles de detectar).

Ejemplos de emisión por fugas se pueden encontrar en las siguientes situaciones:

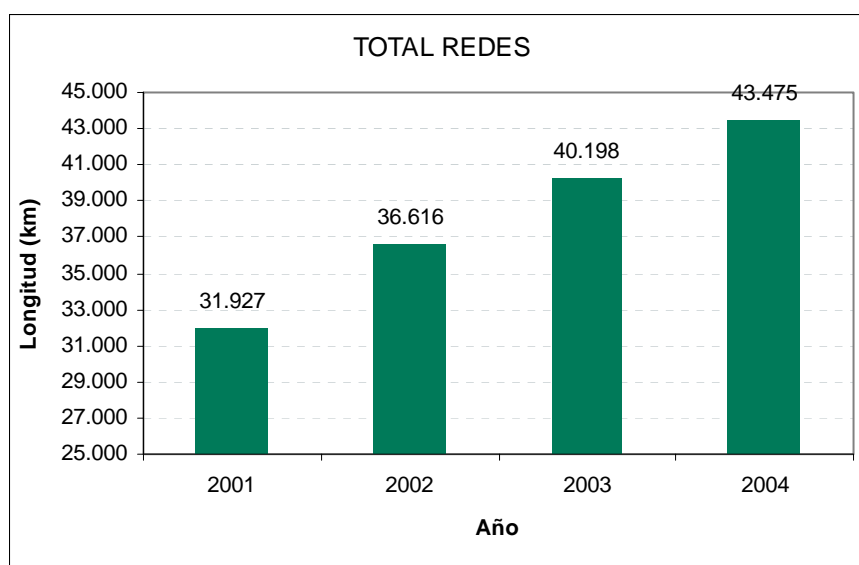
- Conexiones de tuberías y equipos.
- Roturas de tuberías y equipos.
- Orificios en equipos (conducciones, recipientes).
- Descarga en válvulas de alivio de seguridad.

Los casos de roturas de tuberías y equipos y las descargas de válvulas de alivio corresponden a expansiones libres. Se trata de situaciones puntuales en las que la cantidad de gas emitido es estimable.

Los casos de conexiones y orificios en los equipos corresponden a expansiones con estrangulamiento. Estos casos presentan una casuística difícil de estudiar, y van a depender de los factores expuestos anteriormente (presión, permeabilidad, etc).

1.1 Características y evolución de las redes de distribución.

La red de distribución en España ha incrementado su longitud durante los años 2002 a 2004 en un 36,2%, pasando de 31.927 km a finales de 2001 a 43.475 km al terminar el año 2004.



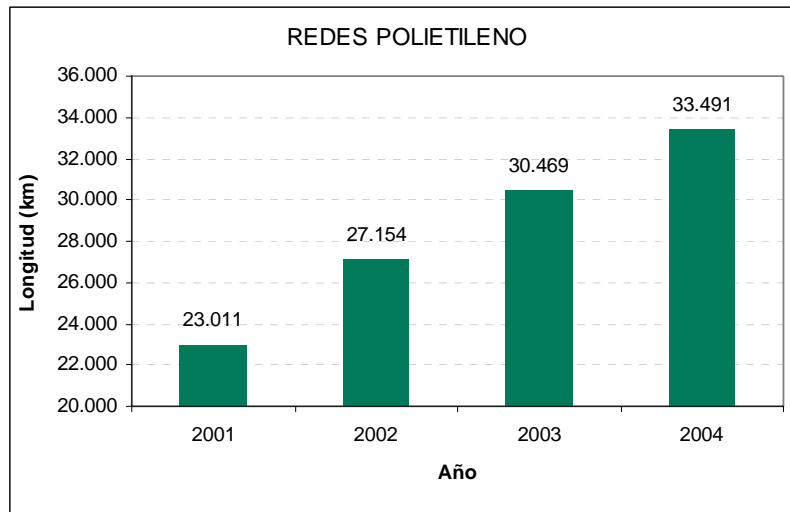
Fuente: Distribuidores

Los materiales más utilizados para configurar la red son el polietileno (a presiones inferiores a 4 bar) y el acero (presiones superiores a 4 bar).

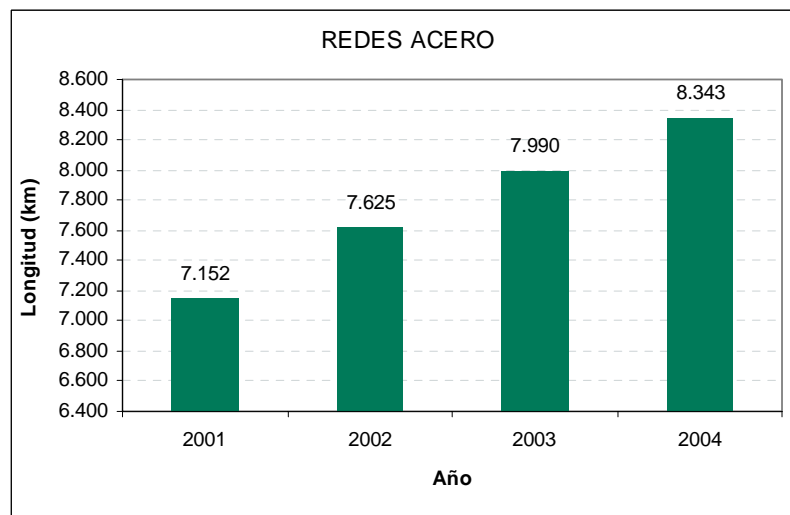
Para las redes constituidas por tubos de polietileno, con 33.491 km en el año 2004, incrementaron su longitud en 10.480 km durante el periodo 2002-2004, lo que representa un 45,54% sobre la longitud de redes de polietileno a comienzo del año 2002.

Las redes de distribución con acero como material estructural incrementaron su longitud en el periodo 2002-2004 en 1.191 km, hasta 8.343 km a finales de 2004, lo que supone un incremento del 16,65% en dicho periodo.

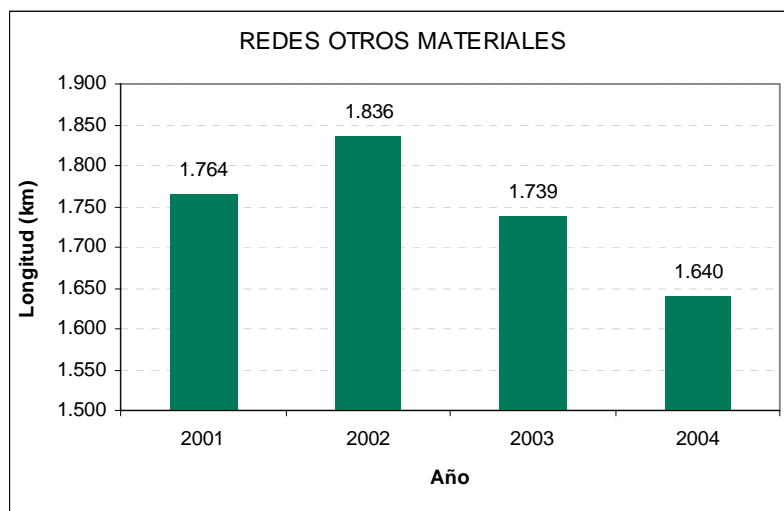
Las redes de otros materiales, por el contrario, sufrieron una regresión en su longitud de 124 km en el periodo 2002-2004, desde los 1.764 km a inicio del periodo.



Fuente: Distribuidores

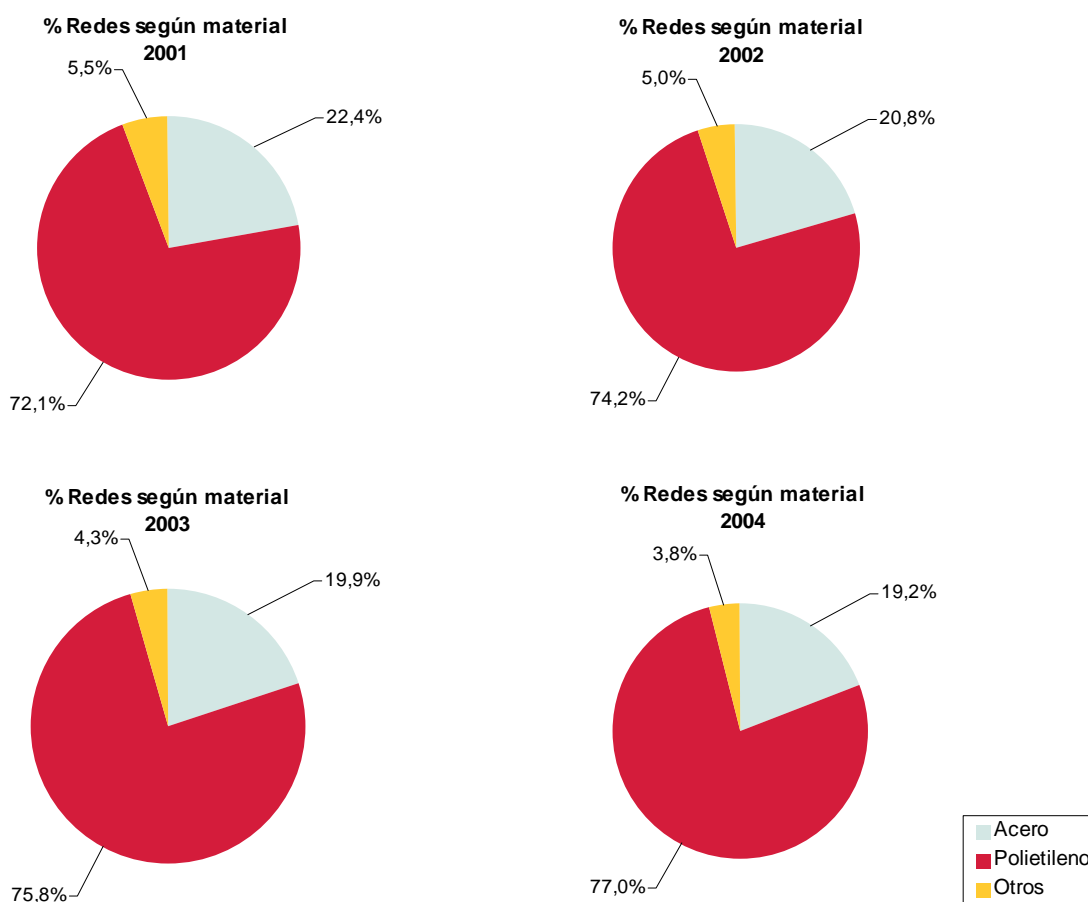


Fuente: Distribuidores



Fuente: Distribuidores

La evolución porcentual en el periodo 2002-2004 de los materiales estructurales de las redes de distribución se puede observar en las siguientes gráficas.



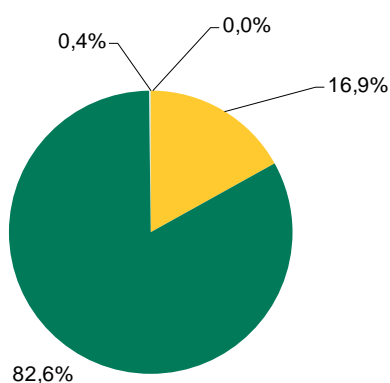
Evolución redes de distribución según material.

Fuente: Distribuidores .Datos a 31 de diciembre de cada año.

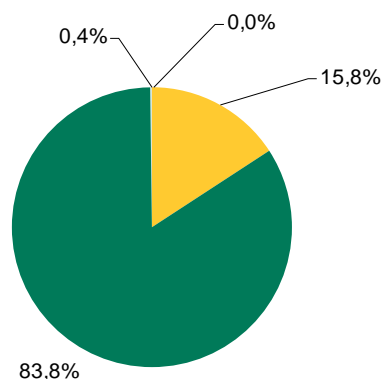
Se puede observar como las redes de polietileno han ganado peso en el total de redes de distribución durante el periodo 2002-2004.

Atendiendo al rango de presión de las redes de distribución, a 31 de diciembre de 2004, el 84,7% de la longitud instalada (40.198 km sobre 43.475 km) corresponde a redes que operan a una presión inferior o igual a 4 bar, y un 14,5% a redes con presiones superiores a 4 bar e inferiores o iguales a 16 bar. El peso del polietileno como material estructural para tubo fue creciendo anualmente motivado por su uso, casi íntegro, en redes de presión inferior o igual a 4 bar.

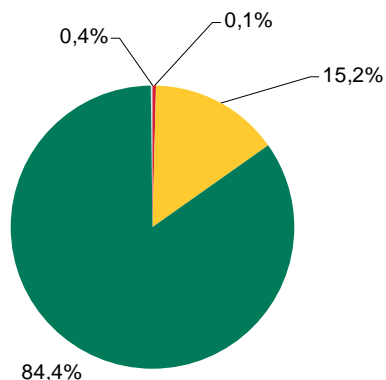
% Redes según rango de presión 2001



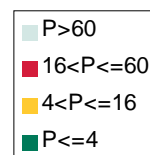
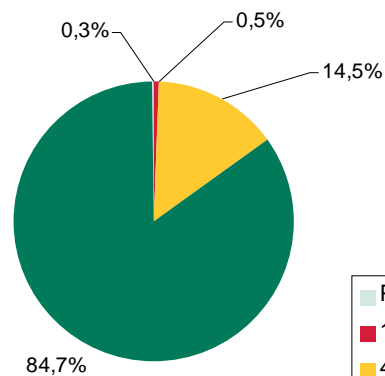
% Redes según rango de presión 2002



% Redes según rango de presión 2003



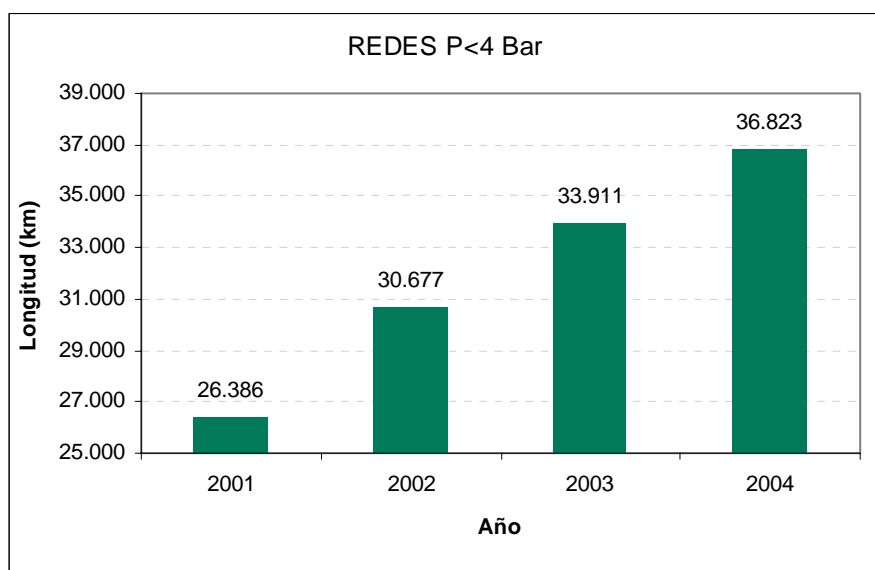
% Redes según rango de presión 2004



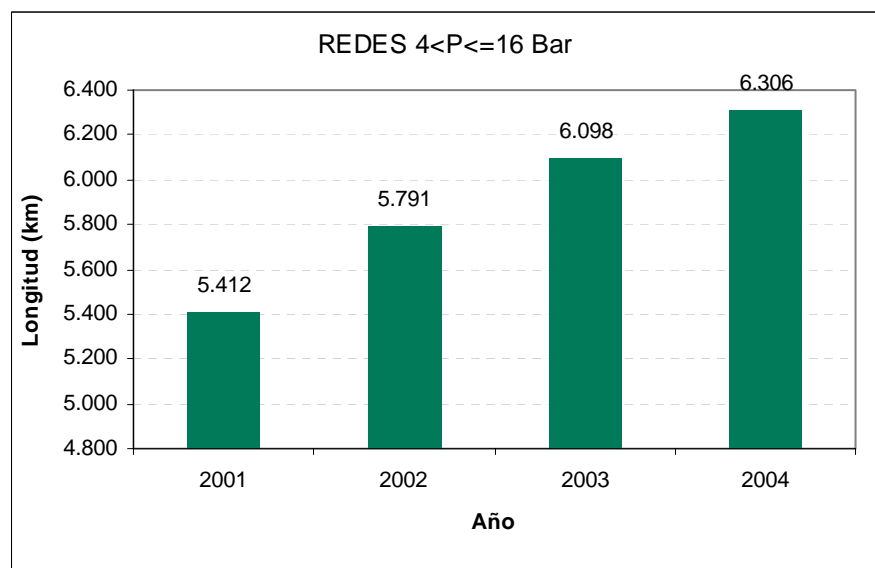
Evolución redes de distribución según material.

Fuente: Distribuidores. Datos a 31 de diciembre de cada año.

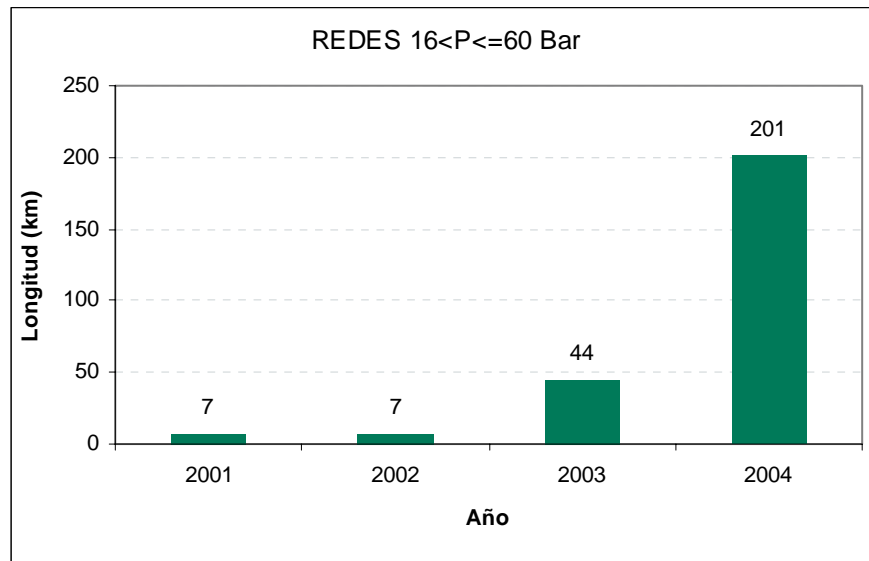
Las redes de distribución de presión inferior o igual a 4 bar incrementaron su longitud en 10.437 km (39,56%) desde los 26.386 km a 31 de diciembre de 2001. Para las redes en el rango de presión entre 4 y 16 bar se incrementó su longitud en 894 km (16,52%) desde los 5.412 km. La evolución cuantitativa anual en longitudes, para los distintos rangos de presión, se presenta en las siguientes gráficas:



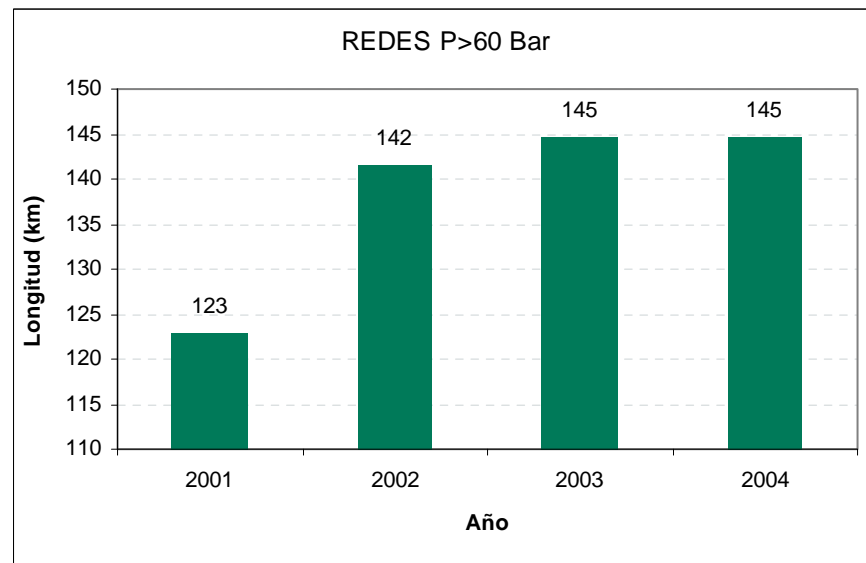
Fuente: Distribuidores



Fuente: Distribuidores



Fuente: Distribuidores



Fuente: Distribuidores

1.2 Balances de energía en redes de distribución de gas natural

A continuación se procederá a analizar los balances físicos de gas resultantes de las redes de distribución del sistema gasista. Los balances se presentan de forma agregada para todas las compañías distribuidoras en cada rango de presión y para el conjunto de todos los rangos. El periodo a estudiar abarca los años 2002, 2003 y 2004.

Los balances de energía incluyen los siguientes conceptos:

- Entradas de gas (E).
- Salidas de gas (S).
- Variación de almacenamiento operativo (ΔAO).
- Autoconsumos (A).
- Merms aparentes (M).

Los valores de todos los conceptos, salvo el de merms aparentes, proceden de las lecturas de las correspondientes unidades de medida, cuando no ha sido posible las empresas han facilitado valores estimados para permitir cuantificar el gas almacenado, recibido, consumido o suministrado. El concepto de merms aparentes surge del intento de cierre de balance para una instalación determinada. Dentro de este concepto se incluyen las posibles fugas de gas no cuantificadas, los errores de medición en el gas recibido o entregado, el gas no medido, bien por fraude hacia las compañías distribuidoras o por necesidades técnicas, etc. El balance se cierra de acuerdo con el siguiente procedimiento:

$$M = E - S - \Delta AO - A$$

Los balances que se muestran, presentan las siguientes características:

- Determinadas distribuidoras no consiguieron aportar balances desagregados por niveles de presión. En concreto, estos balances afectan a los balances en redes de distribución con niveles de presión inferior o igual a 4 bar ($P \leq 4$ bar) y presión superior a 4 bar e inferior o igual a 16 bar ($4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar) bar. Los balances de dichas distribuidoras representan, aproximadamente un 10% de los suministros. Para obtener un balance completo por nivel de presión se procedió a estimar un reparto de los suministros, entradas y salidas agregados entre los dos rangos de presión.
- La variación de almacenamiento operativo, en muchos casos, se estimó en función del incremento de longitud de la red y el rango de presión para varios

distribuidores. En todo caso, esta cantidad se observará que representa una magnitud insignificante.

- Los balances incluyen entradas correspondientes a plantas satélites de GNL.

Un aspecto a destacar, debido a la importancia que tiene en el análisis de las mermas y autoconsumos por nivel de presión, es la significativa cantidad de datos estimados en las salidas de redes de distribución de mayor presión a otras de presión inferior pertenecientes al mismo distribuidor o grupo de distribuidores. La calidad de dichas estimaciones va a determinar que las mermas aparentes aparezcan en un rango u otro de presión. Por lo tanto, los resultados de los balances son estimaciones por la no existencia de las correspondientes unidades de medida. A su vez, la exactitud de las estimaciones va a contribuir a desplazar las mermas aparentes a uno u otro rango de presión.

Otro aspecto destacable corresponde a la calidad de las medidas entre dos redes de distribución. Defectos en la medición van a desplazar las mermas aparentes de una red de distribución a otra, o de un rango de presión a otro distinto.

Considerando los párrafos previos, se puede concluir que la mejor estimación de las mermas aparentes corresponderá al balance agregado de distribución, constituyendo los balances por rango de presión desagregados resultados de menor fiabilidad.

		GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
DISTRIBUCIÓN TODOS LOS RANGOS DE PRESIÓN	Entradas		227.487	240.470	258.062	726.019
	Transportistas		224.122	237.612	255.463	717.197
	Plantas satélite de GNL		3.365	2.858	2.599	8.822
	Salidas		226.079	238.010	256.919	721.008
	Salidas a consumidores finales		226.079	238.010	256.919	721.008
				494.929		
	Variación de Stock		2	2	5	9
	Mermas Aparentes y Autoconsumos		1.406	2.458	1.138	5.003
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Salidas		0,62	1,03	0,44	0,69
	Autoconsumos		53	65	68	186
	% Autoconsumos vs Salidas		0,02	0,03	0,03	0,03
	Mermas Aparentes		1.353	2.393	1.070	4.816
	% Mermas Aparentes vs Salidas		0,60	1,01	0,42	0,67

Balance de energía en la actividad de distribución.

Fuente: CNE, distribuidores y transportistas

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
DISTRIBUCIÓN RANGO DE PRESIÓN: P > 60 bar	Entradas	48.901	45.130	51.557	145.588
	Transportistas	48.901	45.130	51.557	145.588
	Salidas	48.854	45.087	51.606	145.547
	Salidas a consumidores finales	48.854	45.087	51.606	145.547
	Salidas a distribuidores	0	0	0	0
	Variación de Stock	1	0	0	1
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	47	43	-49	41
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Salidas	0,10	0,10	-0,09	0,03
	Autoconsumos	0	0	0	0
	% Autoconsumos vs Salidas	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mermas Aparentes	47	43	-49	41
	% Mermas Aparentes vs Salidas	0,10	0,10	-0,09	0,03

Balance de energía en la actividad de distribución para presión superior a 60 bar.

Fuente: CNE, distribuidores y transportistas.

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
DISTRIBUCIÓN RANGO DE PRESIÓN: 16 < P <= 60 bar	Entradas	61.965	60.793	62.322	185.081
	Transportistas	61.965	60.793	62.322	185.081
	Salidas	61.927	60.765	62.249	184.942
	Salidas a consumidores finales	30.655	28.326	28.540	87.522
	Salidas a distribuidores	31.272	32.439	33.709	97.420
	Variación de Stock	0	0	2	2
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	38	27	71	137
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Salidas	0,06	0,05	0,11	0,07
	Autoconsumos	0	0	0	0
	% Autoconsumos vs Salidas	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mermas Aparentes	38	27	71	137
	% Mermas Aparentes vs Salidas	0,06	0,05	0,11	0,07

Balance de energía en la actividad de distribución para presión superior a 16 bar e inferior o igual a 60 bar.

Fuente: CNE, distribuidores y transportistas.

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
DISTRIBUCIÓN RANGO DE PRESIÓN: 4 < P <= 16 bar	Entradas	143.366	162.706	173.479	479.552
	Transportistas	112.095	130.166	139.642	381.903
	Distribuidores	31.272	32.439	33.709	97.420
	Plantas satélite de GNL	0	102	128	230
	Salidas	142.682	161.465	172.758	476.904
	Salidas a consumidores finales	99.882	110.588	115.354	325.824
	Salidas a distribuidores	42.800	50.877	57.404	151.080
	Variación de Stock	1	0	2	3
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	684	1.241	719	2.644
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Salidas	0,48	0,77	0,42	0,55
	Autoconsumos	3	5	6	15
	% Autoconsumos vs Salidas	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mermas Aparentes	681	1.236	713	2.630
	% Mermas Aparentes vs Salidas	0,48	0,77	0,41	0,55

Balance de energía en la actividad de distribución para presión superior a 4 bar e inferior o igual a 16 bar.

Fuente: CNE, distribuidores y transportistas.

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
DISTRIBUCIÓN RANGO DE PRESIÓN: P <= 4 bar	Entradas	47.326	55.156	61.816	164.298
	Transportistas	1.162	1.524	1.941	4.626
	Distribuidores	42.800	50.877	57.404	151.080
	Plantas satélite de GNL	3.365	2.756	2.472	8.593
	Salidas	46.688	54.009	61.418	162.115
	Salidas a consumidores finales	46.688	54.009	61.418	162.115
	Variación de Stock	1	1	1	3
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	637	1.147	397	2.181
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Salidas	1,36	2,12	0,65	1,35
	Autoconsumos	50	60	62	172
	% Autoconsumos vs Salidas	0,11	0,11	0,10	0,11
	Mermas Aparentes	587	1.087	335	2.009
	% Mermas Aparentes vs Salidas	1,26	2,01	0,55	1,24

Balance de energía en la actividad de distribución para presión inferior o igual a 4 bar.

Fuente: CNE, distribuidores y transportistas.

1.3 Resultados de los balances físicos de energía

Como resultado del cierre de los balances de energía en distribución se obtienen unas mermas aparentes. El detalle de las mismas y de los autoconsumos se presentan en el siguiente cuadro.

GWh	Mermas Aparentes y Autoconsumos Registrados en Distribución.			
	2002	2003	2004	TOTAL
TOTAL	1.406	2.458	1.138	5.003
P <=4 bar	637	1.147	397	2.181
4 bar < P <= 16 bar	684	1.241	719	2.644
16 bar < P <= 60 bar	38	27	71	137
P > 60 bar	47	43	-49	41
Mermas Aparentes	1.353	2.393	1.070	4.816
P <=4 bar	587	1.087	335	2.009
4 bar < P <= 16 bar	681	1.236	713	2.630
16 bar < P <= 60 bar	38	27	71	137
P > 60 bar	47	43	-49	41
Autoconsumos	53	65	68	186
P <=4 bar	50	60	62	172
4 bar < P <= 16 bar	3	5	6	15
16 bar < P <= 60 bar	0	0	0	0
P > 60 bar	0	0	0	0

Fuente: CNE, distribuidores y transportistas.

En términos generales se observa una disminución desde los valores de mermas registrados en el año 2002 a los registrados en el año 2004. En el año 2003 se registra un aumento significativo de las mermas, que puede estar debido a un problema de imputación de salidas entre 2002-2003 y/o 2003-2004.

La normativa vigente para cada año estudiado (ORDEN ECO/301/2002, ORDEN ECO/30/2003, ORDEN ECO/31/2004) establecía unos coeficientes de mermas y autoconsumos para distribución dependientes del gas suministrado a consumidores finales. Los coeficientes se establecieron en un 2% del gas suministrado a presión inferior o igual a 4 bar y un 0,39% del gas suministrado a presión superior a 4 bar. Por ello, considerando los suministros a consumidores finales de los balances de energía se procedió a estimar las mermas y autoconsumos reconocidos. En términos globales, las

mermas y autoconsumos reconocido ascienden en distribución a 5.422 GWh en el global del periodo. Este valor es muy próximo al estimado como mermas aparentes y autoconsumos (5.003 GWh). Por otro lado, en las mermas y autoconsumos reconocidos se observa una tendencia creciente, resultado de mantener los coeficientes reconocidos un valor constante e incrementarse la demanda de gas natural. En el periodo 2002-2004, la red de distribución en España aumentó su longitud en un 36,2%. Las nuevas redes de distribución se deben suponer con unas fugas de gas inferiores a las redes antiguas (mejora de materiales, uniones y menor grado de deterioro), por lo que las mermas aparentes esperables en las mismas habrían de ser sensiblemente inferiores. El cuadro siguiente muestra la evolución de las mermas y autoconsumos reconocidos y los contabilizados:

GWh	Mermas y Autoconsumos Reconocidos en Distribución				Mermas Aparentes y Autoconsumos Registrados en Distribución.			
	2002	2003	2004	TOTAL	2002	2003	2004	TOTAL
TOTAL	1.633	1.798	1.991	5.422	1.406	2.458	1.138	5.003
P <=4 bar	934	1.080	1.228	3.242	637	1.147	397	2.181
4 bar < P <= 16 bar	390	431	450	1.271	684	1.241	719	2.644
16 bar < P <= 60 bar	120	110	111	341	38	27	71	137
P > 60 bar	191	176	201	568	47	43	-49	41

Fuente: CNE, distribuidores y transportistas.

En distribución se puede observar que los autoconsumos representan una cantidad poco significativa si se la compara con el global de mermas y autoconsumos (4%).

Se observa también que las mermas aparentes disminuyen en porcentaje según aumenta el rango de presión. La mayor proporción de mermas aparente se registra en presiones inferiores o iguales a 4 bar, mientras que a presiones superiores a 60 bar suponen un 0,03% de los suministros en el promedio del periodo 2002-2004. A bajas presiones existe un mayor número de consumidores, siendo los volúmenes unitarios consumidos inferiores. Además, consumos grandes presentarán medidas y correcciones de medida más precisas que consumos muy atomizados.

En presiones superiores a 16 bar, los coeficientes de mermas aparentes y autoconsumos son bajos. Sin descartar que existan fugas de gas, los resultados en estos rangos de

presión radican, fundamentalmente, en pequeñas diferencias de medición que desplazan las mermas aparentes de un subsistema a otro.

%	Coeficientes Merms Aparentes y Autoconsumos Registrados en Distribución.			
	2002	2003	2004	TOTAL
TOTAL	0,62	1,03	0,44	0,69
P <=4 bar	1,36	2,12	0,65	1,35
4 bar < P <= 16 bar	0,48	0,77	0,42	0,55
16 bar < P <= 60 bar	0,06	0,05	0,11	0,07
P > 60 bar	0,10	0,10	-0,09	0,03
Merms Aparentes	0,60	1,01	0,42	0,67
P <=4 bar	1,26	2,01	0,55	1,24
4 bar < P <= 16 bar	0,48	0,77	0,41	0,55
16 bar < P <= 60 bar	0,06	0,05	0,11	0,07
P > 60 bar	0,10	0,10	-0,09	0,03
Autoconsumos	0,02	0,03	0,03	0,03
P <=4 bar	0,11	0,11	0,10	0,11
4 bar < P <= 16 bar	0,00	0,00	0,00	0,00
16 bar < P <= 60 bar	0,00	0,00	0,00	0,00
P > 60 bar	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: CNE, distribuidores y transportistas.

Los resultados expuestos presentan las mermas aparentes y autoconsumos respecto a las salidas totales de cada nivel de presión en redes de distribución, incluyendo el tránsito a redes de otros distribuidores o redes de presión inferior. La retribución de mermas y autoconsumos se efectúa en base a los suministros efectuados a consumidores finales. Si se retribuye las mermas a los distribuidores según los suministros a consumidores finales, al ser éstos inferior al conjunto de salidas de cada nivel de presión, puede quedar una cantidad importante de gas sin retribuir. Para corregir este efecto se tuvo en cuenta el efecto de mermas aparentes en cascada que comportan los suministros efectuados a presiones bajas, alimentadas (todo o en parte) desde redes de distribución con presiones superiores. Se procedió a repartir linealmente las mermas entre las salidas a consumidores y a distribuidores en cada nivel de presión, e imputándolas a rangos de presión inferior. De esta forma, un distribuidor cuya red cuelgue de la de otro distribuidor podría considerarse como un suministro en ese rango de presión, con lo que estaría afectado por un coeficiente de mermas y autoconsumos. Por otro lado, el distribuidor de baja presión aplicaría a sus suministros un coeficiente de mermas y autoconsumos

característico de su rango de presión corregido por las mermas que ocasionaron sus suministros en la red del distribuidor aguas arriba, de forma que a ninguno de los distribuidores le resulte lesivo el reparto.

Merms Aparentes y Autoconsumos en Cascada

	GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004	
P > 60 bar	Salidas a consumidores finales	48.854	45.087	51.606	145.547	(1)
	Salidas a distribuidores	0	0	0	0	(2)
	MAA propios del rango	47	43	-49	41	(3)
	MAA del rango previo	0	0	0	0	(4)
	Total MAA	47	43	-49	41	(5)=(3)+(4)
	Prorrrateo de MAA a sgte rango	0	0	0	0	(6)=(5)*(2)/[(1)+(2)]
	MAA a consumidores finales	47	43	-49	41	(7)=(5)-(6)
	% MAA / salidas a consumidores finales	0,10	0,10	-0,09	0,03	(8)=(7)/(1)%
16 bar < P <= 60 bar	Salidas a consumidores finales	30.655	28.326	28.540	87.522	(9)
	Salidas a distribuidores	31.272	32.439	33.709	97.420	(10)
	MAA propios del rango	38	27	71	137	(11)
	MAA del rango previo	0	0	0	0	(12)=(6)
	Total MAA	38	27	71	137	(13)=(11)+(12)
	Prorrrateo de MAA a sgte rango	19	15	39	72	(14)=(13)*(10)/[(9)+(10)]
	MAA a consumidores finales	19	13	33	64	(15)=(13)-(14)
	% MAA / salidas a consumidores finales	0,06	0,05	0,11	0,07	(16)=(15)/(9)%
4 bar < P <= 16 bar	Salidas a consumidores finales	99.882	110.588	115.354	325.824	(17)
	Salidas a distribuidores	42.800	50.877	57.404	151.080	(18)
	MAA propios del rango	684	1.241	719	2.644	(19)
	MAA del rango previo	19	15	39	72	(20)=(14)
	Total MAA	703	1.256	758	2.717	(21)=(19)+(20)
	Prorrrateo de MAA a sgte rango	211	396	252	858	(22)=(21)*(18)/[(17)+(18)]
	MAA a consumidores finales	492	860	506	1.858	(23)=(21)-(22)
	% MAA / salidas a consumidores finales	0,49	0,78	0,44	0,57	(24)=(23)/(17)%
P <=4 bar	Salidas a consumidores finales	46.688	54.009	61.418	162.115	(25)
	Salidas a distribuidores	0	0	0	0	(26)
	MAA propios del rango	637	1.147	397	2.181	(27)
	MAA del rango previo	211	396	252	858	(28)=(22)
	Total MAA	848	1.542	648	3.039	(29)=(27)+(28)
	Prorrrateo de MAA a sgte rango	0	0	0	0	(30)=(27)*(26)/[(25)+(26)]
	MAA a consumidores finales	848	1.542	648	3.039	(31)=(29)-(30)
	% MAA / salidas a consumidores finales	1,82	2,86	1,06	1,87	(32)=(31)/(25)%

NOTA: MAA=Merms Aparentes y Autoconsumos

Merms Aparentes y Autoconsumos en cascada. Fuente: CNE

En el cuadro previo se ofrecen unos porcentajes de Merms Aparentes y Autoconsumos a aplicar de forma que se imputen las mermas en distribución totales que incurre cada kWh
30 de enero 2006

de gas natural suministrado a consumidores finales. El procedimiento de cálculo de cada línea se especifica a la derecha de la misma. Los valores que no implican una fórmula, proceden de los balances de energía. A continuación, se explican el resto de conceptos involucrados:

- **“MMA propios del rango”** representa las mermas aparentes y autoconsumos resultado de cerrar el balance de energía en el correspondiente rango de presión.
- **“MAA del rango previo”** corresponde con las mermas aparentes y autoconsumos que en el rango de presión inmediatamente superior ocasionaron las entradas procedentes desde distribuidores.
- **“Total MAA”** representa el total de mermas aparentes y autoconsumos imputables a los suministros en ese rango de presión (suma de los dos conceptos explicados anteriormente).
- **“Prorrateo de MAA a sgte rango”** es el resultado de prorratear linealmente el “Total MAA” sobre los suministros a redes de distribución de inferior presión con los suministros totales en dicho rango de presión.
- **“MAA a consumidores finales”** supone la diferencia entre “Total MAA” y “Prorrateo de MAA a sgte rango”, por lo que son las mermas aparentes y autoconsumos imputables a consumidores finales suministrados en el rango de presión correspondiente
- **“% MAA / salidas a consumidores finales”** porcentaje de mermas aparentes y autoconsumos de distribución imputables a consumidores finales. Es el resultado de dividir “MAA a consumidores finales” entre las “Salidas a consumidores finales”.

El rango de presión que soporta mayor modificación es el de presión inferior a 4 bar, que pasa de unas mermas y autoconsumos promedios del 1,35% a situarse en el 1,87% (se incrementa el porcentaje de mermas y autoconsumos en un 38,5%. En los restantes niveles de presión, no se producen cambios significativos.

1.4 Estimación de fugas de gas natural no contabilizadas en redes de distribución.

La caracterización y cuantificación de las mermas y autoconsumos de gas natural en las redes de distribución de gas natural del Sistema Gasista Español es el objetivo del presente estudio, más en concreto de los tubos que conforman dicha red. A este respecto se han enumerado, en los apartados previos, características de la red, así como factores de dependencia de las fugas en dicha red. La cuantificación de las mermas no se antoja sencilla en todas las casuísticas: En el caso de roturas en tuberías o descargas en válvulas de alivio pueden estimarse con unos rangos de error aceptables. Pero caracterizar las fugas que se producen por los poros de las tuberías o las uniones de las mismas no es una tarea fácil de determinar sin un estudio empírico que respalde las diferentes casuísticas y particularidades de la red de distribución española.

Como punto de partida se tomó un estudio desarrollado por *British Gas Plc.* “*Establishing the level of methane leakage from the British Gas Distribution System*”, presentado en *International Gas Union* en 1994. En el que se caracterizaban las fugas de gas en el sistema de distribución británico según el material estructural de las tuberías y los diámetros de las mismas. La principal presión de muestreo empleada fue de 30 mbar, al ser esta la presión media de operación en el sistema de baja presión británico. El estudio también se considera el efecto que los suministros tienen en las mermas.

La aplicación directa de los resultados del estudio de British Gas al sistema de distribución español es problemática en algunos aspectos. Por ejemplo, el rango de presión caracterizado en dicho estudio sólo se ajustaría parcialmente a las casuísticas necesarias: red de baja presión ($P < 0,05$ bar). Para el resto de situaciones el estudio no aporta una metodología. La extrapolación de las tasas de fuga del estudio puede conducir a resultados alejados de los reales.

Una cuestión del estudio de British Gas que sí sería aplicable dentro del sistema español, es en la interpretación de que las mermas o fugas de gas se producen no por cantidad de gas suministrado, como hasta ahora se ha reconocido, sino por la longitud y diámetro de las tuberías (el área) y el material estructural de las mismas. Además, influye también el número de suministros que se efectúe (pérdidas de gas en las conexiones de los aparatos con los tubos o en los propios aparatos de regulación y medida). Se comentó con anterioridad que el resultado en cuanto a mermas de redes de distribución modernas

debería ser inferior respecto a redes antiguas, por lo que parece lógico entender que el coeficiente de mermas y autoconsumos reconocido respecto a suministros finales debería disminuir a medida que evolucionan las infraestructuras.

Para caracterizar las pérdidas de gas natural por fugas de tuberías, uniones y equipos en las distintas redes de distribución han de considerarse los siguientes factores:

- Presión de cada red.
- Material constituyente de la red.
- Longitud de la red.
- Número de suministros que cuelgan de la red.
- Independencia del gas vehiculado.

Para cuantificar las fugas de gas natural se requeriría un estudio empírico profundo que permita caracterizar las mismas para los distintos rangos de presión, materiales constituyentes y suministros dependientes de la red. Cuando menos, que sea complementario del desarrollado por British Gas.

Aún con el riesgo de incurrir en error, se va a proceder a efectuar una primera estimación de las fugas en conductos en base a los resultados aportados por el informe de British Gas. Las hipótesis bajo las que se efectuará la estimación son las siguientes:

- Suministros efectuados desde red de polietileno.
- Conducciones a través de redes de acero y otros materiales.
- Coeficiente de fuga de otros materiales igual al del acero.
- A presiones superiores a 4 bar, el coeficiente de fuga se asociará al de las conducciones, al ser el bajo el número de suministros.

GWh estimados por fugas de gas no contabilizadas en distribución en base a resultados del estudio de British Gas Plc. "Establishing the level of methane leakage from the British Gas Distribution System"					
Año	P>60	16<P<=60	4<P<=16	P<=4	TOTAL
2002	7	0	242	250	499
2003	7	2	256	262	527
2004	7	9	265	276	557
TOTAL	20	12	764	787	1.583

Estimación de fugas en conducciones de distribución. Fuente: CNE

Es esperable que la precisión de los resultados obtenidos sea menor a medida que la presión es mayor. Es decir, las fugas calculadas a presión inferior a 4 bar tendrán un orden de magnitud similar a las reales.

El incremento de la presión puede conllevar una mayor tasa de fuga de gas, pero este efecto no es posible estimarlo con los datos disponibles. Es posible que el efecto de la presión en el incremento de la tasa de fuga tenga un límite de presión, para el que dicha tasa sea constante. Este efecto dependerá de la permeabilidad y el tamaño de los poros que presenten las conducciones. También se ha de considerar que el grosor de las tuberías a presiones altas será mayor que a bajas presiones para el mismo material, lo que será un factor que contribuirá a reducir la tasa de fugas.

Las fugas totales se incrementarán con el paso de los años por dos motivos: en redes ya existentes, por deterioro de los materiales constituyentes de las mismas. Y en redes nuevas, por el desarrollo en longitud de las redes de distribución, aunque las fugas en éstas últimas serán inferiores a las de redes antiguas.

Otros aspectos que aportarán fugas de gas no contabilizadas en redes de distribución son los suministros efectuados y las estaciones de regulación y regulación y medida. Para completar dicha estimación, para el año 2004, se tomaron coeficientes propuestos en el estudio EPA/GRI 1996. El resultado global de fugas no contabilizadas, para dicho año, se presenta en el siguiente cuadro:

Estimación de fugas de gas no contabilizadas en redes de distribución

Estimación de fugas no contabilizadas en distribución por conducciones

Coeficientes	Tubos	Tubos y servicios	Comentarios	Fuente
Acero y otros				
D<=3"	6.693,4	18.623,4	kWh/año*km	British Gas 1992
D>=4"	46.446,5	50.593,0	kWh/año*km	British Gas 1992
Polietileno	3.606,5	4.462,3		

Longitudes	km	km
Acero y otros		
D<=3"	682,4	848,0
D>=4"	5.952,0	2.501,0
Polietileno	18.584,4	14.907,0

Estimación fugas conducciones	GWh	GWh
Acero		
D<=3"	4,6	15,8
D>=4"	276,4	126,5
Polietileno	67,0	66,5
Total	556,9	

Estimación de fugas no contabilizadas en distribución por consumidores conectados

Coeficientes			
Doméstico-Comercial			
Contadores interiores	0	kWh/año y contador	EPA/GRI 1996
Contador exterior	41	kWh/año y contador	EPA/GRI 1996
Industrial	15	kWh/año y contador	EPA/GRI 1996

Contadores	nº	
Domésticos	5.667.454	contadores
Comercial-Industrial	48.390	contadores

Estimación fugas contadores	GWh
Domésticos	232,4
Comercial-Industrial	0,7
Total	233,1

Estimación de fugas no contabilizadas en distribución por ERM

Coeficientes en cámara o local		Comentario
Reducción presión > 21 bar	3.990	kWh/estación y año
7 bar <Reducción presión <= 21 bar	1.174	kWh/estación y año
3 bar <Reducción presión <= 7 bar	991	kWh/estación y año

	nº	
nº de estaciones	3.000	Considerando todas ERM ΔP>21 bar y en cámara o local

	GWh
Estimación fugas ER	12,0

TOTAL ESTIMACIÓN DISTRIBUCIÓN 2004	801,9	GWh
---	--------------	------------

Fuente: CNE

Para los años 2002 y 2003 se va a considerar que las ER y ERM estimadas no modifican su número, pero sí el número de consumidores: en 2002 se considerará que había un 80% y en 2003 un 90% de los resultados a final de 2004. Con estos valores se obtiene una estimación de fugas no contabilizadas en distribución para el global de periodo 2002-2004.

GWh	Mermas Aparentes Registradas en Distribución				Estimación de Fugas de Gas no Contabilizado en Distribución				% Total Estimado / Total Registrado
	2002	2003	2004	TOTAL 2002-2004	2002	2003	2004	TOTAL 2002-2004	
P <=4 bar	587	1.087	335	2.009	436	471	509	1.415	70
4 bar < P <= 16 bar	681	1.236	713	2.630	255	269	278	802	30
16 bar < P <= 60 bar	38	27	71	137	0	2	9	12	9
P > 60 bar	47	43	-49	41	7	7	7	20	49
TOTAL	1.353	2.393	1.070	4.816	698	748	802	2.248	47

Fuente: CNE

Si se tomasen como buenos los resultados de fugas de gas no contabilizado de las tablas previas, significaría imputar, del total de 4.816 GWh, registrados como mermas aparentes en los balances de energía, 2.568 GWh a deficiencias en la medición, salidas no contabilizadas, etc. En porcentaje, las fugas de gas no contabilizado representan un 47% de las mermas aparentes.

Observando la evolución de los coeficientes de mermas aparentes registrados y los coeficientes de fugas de gas no contabilizado en el periodo 2002-2004, respecto al gas suministrado a consumidores finales en cada rango de presión, se puede concluir que hay una tendencia decreciente en ambos casos en los rangos de presión inferior o igual a 4 bar (1,26% en 2002 y 0,55% en 2004) y el rango entre 4 bar y 16 bar (0,48% en 2002 y 0,41% en 2004). Este efecto es debido al aumento de los suministros en los dos rangos de presiones inferiores a 16 bar, aumento que se habrá efectuado, fundamentalmente con infraestructuras modernas y de mejor comportamiento respecto a fugas de gas y mermas aparentes. En los rangos de presión superior a 16 bar, los coeficientes se mantienen estables, ya que el desarrollo de infraestructura es pequeño y los suministros apenas varían año a año (para presiones superior a 60 bar son incluso negativos).

%	Merzas Aparentes Registradas en Distribución				Estimación de Fugas de Gas no Contabilizado en Distribución			
	2002	2003	2004	TOTAL 2002-2004	2002	2003	2004	TOTAL 2002-2004
Rango de Presión								
P <=4 bar	1,26	2,01	0,55	1,24	0,93	0,87	0,82	0,87
4 bar < P <= 16 bar	0,48	0,77	0,41	0,55	0,18	0,17	0,16	0,17
16 bar < P <= 60 bar	0,06	0,05	0,11	0,07	0,00	0,00	0,01	0,01
P > 60 bar	0,10	0,10	-0,09	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01
TOTAL	0,60	1,01	0,42	0,67	0,31	0,31	0,31	0,31

Fuente: CNE

En la evolución global de los coeficientes estimados de fugas de gas no contabilizado, se observa claramente la tendencia decreciente del porcentaje en presiones entre 4 y 16 bar, y presiones inferiores a 4 bar, ya que en estos rangos de presión, las redes de polietileno, con menor tasa de fuga, ganan peso de 2002 a 2004.

Retomando el concepto de “merzas y autoconsumos en cascada”, consistente en imputar a cada kWh de gas suministrado a consumidores finales las fugas de gas no contabilizadas y los autoconsumos que son necesarios para situarlo en el punto de consumo, se puede repartir la estimación fugas de gas no contabilizado y los autoconsumos imputándolos al nivel de presión en el que se efectúa el consumo de gas.

**Estimación de Fugas de Gas no Contabilizadas y
 Autoconsumos en Cascada**

	GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004	
P > 60 bar	Salidas a consumidores finales	48.854	45.087	51.606	145.547	(1)
	Salidas a distribuidores	0	0	0	0	(2)
	MAA propios del rango	7	7	7	20	(3)
	MAA del rango previo	0	0	0	0	(4)
	Total MAA	7	7	7	20	(5)=(3)+(4)
	Prorrato de MAA a sgte rango	0	0	0	0	(6)=(5)*(2)/[(1)+(2)]
	MAA a consumidores finales	7	7	7	20	(7)=(5)-(6)
	% MAA / salidas a consumidores finales	0,01	0,01	0,01	0,01	(8)=(7)/(1)%
16 bar < P <= 60 bar	Salidas a consumidores finales	30.655	28.326	28.540	87.522	(9)
	Salidas a distribuidores	31.272	32.439	33.709	97.420	(10)
	MAA propios del rango	0	2	9	12	(11)
	MAA del rango previo	0	0	0	0	(12)=(6)
	Total MAA	0	2	9	12	(13)=(11)+(12)
	Prorrato de MAA a sgte rango	0	1	5	6	(14)=(13)*(10)/[(9)+(10)]
	MAA a consumidores finales	0	1	4	5	(15)=(13)-(14)
	% MAA / salidas a consumidores finales	0,00	0,00	0,01	0,01	(16)=(15)/(9)%
4 bar < P <= 16 bar	Salidas a consumidores finales	99.882	110.588	115.354	325.824	(17)
	Salidas a distribuidores	42.800	50.877	57.404	151.080	(18)
	MAA propios del rango	246	262	272	781	(19)
	MAA del rango previo	0	1	5	6	(20)=(14)
	Total MAA	246	263	277	787	(21)=(19)+(20)
	Prorrato de MAA a sgte rango	74	83	92	249	(22)=(21)*(18)/[(17)+(18)]
	MAA a consumidores finales	173	180	185	538	(23)=(21)-(22)
	% MAA / salidas a consumidores finales	0,17	0,16	0,16	0,17	(24)=(23)/(17)%
P <=4 bar	Salidas a consumidores finales	46.688	54.009	61.418	162.115	(25)
	Salidas a distribuidores	0	0	0	0	(26)
	MAA propios del rango	486	531	570	1.586	(27)
	MAA del rango previo	74	83	92	249	(28)=(22)
	Total MAA	560	614	662	1.835	(29)=(27)+(28)
	Prorrato de MAA a sgte rango	0	0	0	0	(30)=(27)*(26)/[(25)+(26)]
	MAA a consumidores finales	560	614	662	1.835	(31)=(29)-(30)
	% MAA / salidas a consumidores finales	1,20	1,14	1,08	1,13	(32)=(31)/(25)%

NOTA: MAA=Mermas Aparentes y Autoconsumos

Fuente CNE

El coeficiente estimado de fugas de gas no contabilizadas y autoconsumos que mayor modificación experimenta es el de suministros a presión inferior a 4 bar, manteniéndose los restantes sin modificación significativa.

%	Coeficientes de Merms Aparentes y Autoconsumos en Cascada en Distribución				Estimación de Coeficientes de Fugas de Gas no Contabilizado y Autoconsumos en Cascada en Distribución			
	2002	2003	2004	TOTAL	2002	2003	2004	TOTAL
Rango de Presión								
P<=4	1,82	2,86	1,06	1,87	1,20	1,14	1,08	1,13
4<P<=16	0,49	0,78	0,44	0,57	0,17	0,16	0,16	0,17
16<P<=60	0,06	0,05	0,11	0,07	0,01	0,01	0,01	0,01
P>60	0,10	0,10	-0,09	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01

Fuente CNE

El estudio EPA/GRI de 1996 imputa unas pérdidas por fugas en distribución de 41.6 Bscf/año en Estados Unidos para el año 1992 (aproximadamente 13.123 GWh), para una longitud de tuberías de distribución de 888.000 km. Esto supone una tasa de fuga de unos 14.170 kWh/km y año. Extrapolando este resultado al caso español, se tendrían unas emisiones de gas natural para el año 2004 de unos 642 GWh, valor de un orden de magnitud próximo (20% inferior) al obtenido combinando los estudios de British Gas y EPA/GRI.

1.5 Normativa aplicable.

La ORDEN ECO/301/2002, en su Artículo 13, “*Retribución de la actividad de suministro a tarifas.*” Establece porcentajes de merms de distribución (en concepto de merms y autoconsumos) de gas en redes a presión inferior o igual y superior a 4 bar para 2002, 2% y 0,39% respectivamente, sobre la energía suministrada a consumidores finales, en espera de la aprobación de las normas técnicas del sistema. Estos coeficientes se mantuvieron constantes en la ORDEN ECO/30/2003, de 16 de enero y la ORDEN ECO/31/2004, de 15 de enero.

Para suministros en redes a presión inferior o igual a 4 bar, el coeficiente de merms y autoconsumos fue modificado para el año 2005 por la ORDEN ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, que en su Artículo 2 “*Cálculo de la retribución para el año 2005.*”, establece un coeficiente de merms y autoconsumos para suministros a presión inferior o igual a 4 bar del 1%, manteniendo el coeficiente para suministros en el rango de presión entre 4 y 16 bar en 0,39% y eliminándolo para suministros a presión superior a 16 bar.

La ORDEN ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, no efectúa modificaciones en los coeficientes de distribución para el año 2006.

La publicación de las Normas Técnicas de Gestión del Sistema establece el procedimiento de reparto de mermas y autoconsumos utilizado hasta el año 2005.

“2.5 Requisitos generales del uso de las redes de distribución.

2.5.1 Mermas.—El operador de la red de distribución asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en el punto de conexión de la red de transporte con la red de distribución hasta que es entregado en el punto de suministro correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por el transportista para el mercado liberalizado y para el mercado regulado de distribuidores terceros en un punto de entrada a las redes de distribución, el distribuidor retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca en cada momento.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los distribuidores, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.”

En las Normas Técnicas de Gestión del Sistema no se establecen nuevos coeficientes de fugas por nivel de presión.

1.6 Conclusiones.

A la vista de los balances remitidos por los distribuidores, los cálculos, estimaciones y comparativas elaborados con la información recibida, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los incrementos en el suministro que se produzcan en el futuro se efectuarán, fundamentalmente, desde redes de nuevo desarrollo (con mejores características técnicas que las existentes), por lo que las fugas de gas no contabilizado serán inferiores a la de suministros previos efectuados desde redes de distribución

antiguas. Esto conllevaría una disminución paulatina en el coeficiente de mermas con el tiempo, que debería ser ponderada con el incremento de consumo experimentado en cada rango de presión.

- Las mermas aparentes están influenciadas por las medidas efectuadas, tanto por la incertidumbre de la misma, como por el procedimiento de corrección de medida empleado. Parece importante analizar las características de los distintos procedimientos empleados en la actualidad a fin de cuantificar el error que introducen en la medida y el sentido que tiene dicho error.
- Los autoconsumos corresponden a valores fácilmente identificables y se debería retribuir a aquellos agentes que los tienen en función de la magnitud de dichos autoconsumos. Parece lógico, por tanto, separar el coeficiente de mermas (resultado del cierre de un balance de energía) de los autoconsumos (valor cuantificable con precisión).
- Los suministros entre distribuidores deberían afectarse por un coeficiente de mermas y autoconsumos que corresponda al que se registra en cada rango de presión, corregido por los suministros procedentes de redes de nivel de presión superior. De esta forma se conseguiría un coeficiente corregido para cada nivel de presión que tenga en cuenta las mermas del gas suministrado en niveles superiores de presión (mermas en cascada).
- Parte de las fugas que se registran en la redes de distribución están vinculadas al rango de presión, al material constituyente de las conducciones, a la longitud de las mismas y al número de suministros que efectúen, y son independientes del gas suministrado. La evaluación de esas pérdidas de gas requeriría un estudio teórico-empírico más amplio que el desarrollado en el presente estudio para finalizar con estimaciones más fundamentadas que las aquí efectuadas.
- Las fugas de gas no contabilizado estimadas suponen, en promedio para el periodo 2002-2004, un 47% de las mermas aparentes registradas. Por tanto, el 53% de las mermas aparentes fundamenta su resultado en deficiencias en la medición, salidas de gas no contabilizadas u otros factores.

1.7 Propuesta de actualización de los coeficientes de mermas.

El coeficiente de mermas se propone actualizarlo anualmente para adaptarlo a los incrementos de los suministros en cada rango de presión, que serán, fundamentalmente, efectuados desde infraestructuras con características óptimas.

$$\%_i = [\%_{i-1} \times kWh_{i-2} + \%_{EFNC} \times (kWh_{i-1} - kWh_{i-2})] / kWh_{i-1}$$

Siendo:

$\%_i$: coeficiente de mermas reconocido en el año i

$\%_{i-1}$: coeficiente de mermas reconocido en el año i-1

kWh_{i-1} : suministros a consumidores finales en el año i-1

kWh_{i-2} : suministros a consumidores finales en el año i-2

$\%_{EFNC}$: coeficiente de fugas de gas no contabilizadas para nuevas redes de distribución.

Tomando como punto de partida el año 2004, $\%_{i-1}$ podría tomarse, para cada rango de presión, el promedio de los coeficientes de mermas aparentes y autoconsumos en cascada para el año 2004.

$\%_{EFNC}$: podría resultar, para cada nivel de presión, como el cociente de dividir el incremento en la estimación de mermas aparentes y autoconsumos en cascada entre el incremento de consumo entre los años 2002 y 2004.

GWh	$\Delta EFNC_{2002-2004}$	$\Delta GWh_{2002-2004}$	$\%_{EFNC}$
$P \leq 4$	73	14.730	0,50
$4 < P \leq 16$	23	14.603	0,16

$\%_{EFNC}$. Fuente: CNE

Tomando los resultados de 2004 de los balances de energía en distribución como coeficientes válidos de mermas y autoconsumos, la actualización para el año 2004 de los coeficientes de mermas y autoconsumos en cascada quedaría se la siguiente forma:

	% 2004	GWh ₂₀₀₃	GWh ₂₀₀₄	% _{EFNC}	% 2005
P<=4	1,06	54.009	61.418	0,50	0,99
4<P<=16	0,44	110.588	115.354	0,16	0,43

Nota: los coeficientes asignados en el presente cuadro para el año 2004, figuran a título de ejemplo.

Actualización a 2005 de coeficientes de mermas y autoconsumos en cascada en distribución para el año 2004. Fuente CNE.

Para suministros a presión superior a 16 bar se proponen coeficientes nulos, por la ausencia de autoconsumos en dichos rangos de presión, y justificado en la similitud de los mismos con gasoductos de transporte, en los que las fugas estimadas por conducciones son prácticamente inexistentes (véase anexo Estudio de mermas y autoconsumos en gasoductos de transporte).

La aprobación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema establece un sistema de reparto de los volúmenes de mermas que afectan a cada uno de los distribuidores en el apartado 2.5.1. Para salvar el efecto de las mermas en cascada se propone que cada distribuidor situado aguas abajo satisfaga al distribuidor situado aguas arriba una cantidad de gas equivalente al porcentaje de mermas aparentes y autoconsumos en cascada correspondiente al rango de presión del distribuidor situado aguas arriba.

De cara a la vigilancia del nivel de mermas de los distribuidores, cuantificado el nivel de mermas de cada uno, así como los autoconsumos que justifiquen, las mermas aparentes vendrán vinculadas a las diferencias ocasionadas por la medición en las entradas y salidas de sus redes. Este efecto sí es cuantificable en base a los resultados proporcionados por los balances de energía, y se pueden penalizar las desviaciones superiores a las mismas, como forma de incentivar la eficiencia de las redes de distribución y la mejora en los procesos de medida.



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección Mercado de Gas

ANEXO II: ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN PLANTAS SATÉLITE DE GNL.

30 de enero de 2006



ÍNDICE

1	Estudio de mermas y autoconsumos en plantas satélites de gas natural licuado	1
1.1	Balance de energía: Planta satélite de Gas Figueres-Naturcorp Redes.	4
1.2	Balance de energía: Plantas satélite de Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura.	6
1.3	Conclusiones.....	9

1 ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN PLANTAS SATÉLITES DE GAS NATURAL LICUADO

El objeto del presente estudio es caracterizar las mermas y autoconsumos habidos en las plantas satélites de gas natural licuado (GNL).

Dichas plantas son plantas de regasificación que reciben el GNL mediante camiones cisterna procedente de una planta de regasificación perteneciente a un transportista. El GNL se almacena en un depósito y se regasifica según las necesidades de la red a la que abastece la planta satélite.

En el proceso de suministro de gas natural, desde la planta de regasificación (en forma de GNL), hasta que el gas se aporta a la red de distribución correspondiente, se pueden distinguir tres fases a efectos de mermas y autoconsumos:

- Transporte.
- Almacenamiento y operación.
- Vaporización.

Transporte:

En el proceso de transporte del GNL desde la planta de regasificación a la planta satélite se producen fugas en la cisterna, venteos (por disparos de válvulas de seguridad), talones residuales en la cisterna (se traducirán en venteos cuando se produzca el disparo de las válvulas de seguridad).

Las pérdidas de gas en este proceso dependerán de la distancia desde la planta de regasificación a la planta satélite: a mayor distancia, mayores pérdidas imputables.

Almacenamiento y operación

La casuística es similar al almacenamiento de GNL en plantas de regasificación. En este caso los venteos al no existir compresor de boil-off no se pueden recuperar. Los venteos de la planta podrían conocerse a través de una estimación si no existe unidad de medida que los registre.

Se producirán también unas mermas por fugas en conducciones y equipos.

El conjunto de venteos y mermas se conocerá a través del balance de energía de la planta, y en el caso de que exista cuantificación de los venteos, se podría distinguir de manera individual ambos conceptos. El cierre del balance de planta, a través de las mermas aparentes, estará también influenciado por los errores que se pudieren cometer en las diferentes mediciones.

Vaporización

En el proceso de regasificación de GNL, en determinadas condiciones se emplean vaporizadores cuya fuente de energía, en lugar de tomar calor del ambiente, es la combustión de gas natural. La cuantificación del autoconsumo es sencilla mediante contadores o estimación de la misma.

Balances de gas.

La información recibida para la realización del estudio procede de 69 plantas satélites pertenecientes a 12 distribuidores:

- Gas Asturias-Naturcorp Redes
- Gas Figueres-Naturcorp Redes
- Gas Directo
- Distribuidora Regional del Gas
- Meridional del Gas
- Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura
- Gas Aragón
- Gas Natural

- Gas Andalucía
- Gas Castilla la Mancha
- Cegas
- Gas Galicia

Y a los transportistas ENAGAS y BBG.

Se pretendía efectuar dos balances de energía: el primero en el proceso de transporte del GNL desde la planta de regasificación hasta la descarga en las plantas satélite; el segundo, el balance de la propia planta satélite. La información recibida condicionó el objetivo final.

Para el balance de transporte, se solicitó información a los transportistas ENAGAS y BBG, propietarios de plantas de regasificación, sobre las cargas de gas en cisternas con destino al mercado a tarifa. A los distribuidores se les solicitaban las descargas de GNL en las plantas satélite, distinguiendo el mercado al que van dirigidas (tarifa o liberalizado). Para realizar el análisis se escogió el mercado a tarifa, debido a que los agentes involucrados en el proceso (transportistas y distribuidores) colaboran activamente suministrando la información necesaria. Por el contrario, en el mercado liberalizado, el GNL, una vez cargado en la planta de regasificación, puede tener como destino plantas satélite propiedad de clientes cualificados, lo que dificultaba el proceso de obtención de información.

Por motivos técnicos, el resultado del balance del transporte de GNL no fue todo lo satisfactorio que se podía esperar. El problema para efectuar el mismo radica en la no existencia de medición en la mayoría de descargas de GNL en la planta satélite, lo que dificulta la obtención de un balance fiable.

Para el balance de energía de planta satélite se requería a los distribuidores información de: las descargas de GNL (se comentó en el anterior párrafo la carencia de medida); el gas regasificado; la variación del almacenamiento operativo de GNL en la planta satélite y los autoconsumos.

La información recibida presenta distintos grados de concreción motivados por la ausencia de medida: en la recepción del GNL, en la regasificación del mismo o en la medición del GNL almacenado. Las carencias en la información impiden obtener un balance global para todas las distribuidoras que permita caracterizar las mermas aparentes asociadas a los suministros de GNL.

Para cumplimentar el estudio, se observarán instalaciones en las que los datos proporcionados presentan mayor grado de cumplimentación y fiabilidad. En concreto, corresponden a dos distribuidoras: Gas Figueres y Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura (DICOEXSA). Se trata de dos distribuidoras para las que los suministros a partir de GNL tienen gran importancia, ya que para la primera supone el 100% de sus suministros, mientras que para la segunda supuso el 77% del gas recibido de transportistas en el periodo 2002-2004.

Con la información aportada por Gas Figueres se obtendrá el balance de energía para una planta satélite de GNL. Con la información de DICOEXSA se muestra un balance de energía integrado que comprende el transporte de GNL, la operación de la planta y el suministro en la red de distribución asociada.

1.1 Balance de energía: Planta satélite de Gas Figueres-Naturcorp Redes.

Gas Figueres es una empresa con tradición en el ámbito de las plantas satélite de GNL. La planta de Figueras fue puesta en servicio en 1970, y tiene la singularidad de ser la planta satélite de GNL operativa más antigua de Europa. A continuación se presenta el balance de dicha planta para los años 2002-2004.

Los balances de energía incluyen los siguientes conceptos:

- Entradas de gas (E).
- Salidas de gas (S).
- Variación de almacenamiento operativo (ΔAO).
- Autoconsumos (A).

- Mermas aparentes (M).

Los valores de todos los conceptos, salvo el de mermas aparentes, proceden de las lecturas de las correspondientes unidades de medida, cuando no ha sido posible las empresas han facilitado valores estimados para permitir cuantificar el gas almacenado, recibido, consumido o suministrado. El balance se cierra de acuerdo con el siguiente procedimiento:

$$M = E - S - \Delta AO - A$$

Planta Satélite:	GAS FIGUERES			
kWh de gas natural	2002	2003	2004	Total años
ENTRADAS	102.311.038	120.634.812	131.766.452	354.712.302
Descargas de GNL (netas de retornos)				
<i>A Precio de Cesión Mercado Liberarizado</i>	102.311.038	120.634.812	131.766.452	354.712.302
SALIDAS	101.457.183	120.158.406	130.954.644	352.570.233
GNL regasificado				
<i>A presión < 4 bar A presión > 4 bar</i>	101.457.183	120.158.406	130.954.644	352.570.233
Fugas o venteos controlados.				
Otras (especificar)				
<i>Otras 1</i>				
VARIACIÓN ALMACENAMIENTO OPERATIVO	441.302	-296.919	62.594	206.977
Stock en planta a 00:00 del 1 de enero	1.406.934	1.848.236	1.551.317	1.406.934
Stock en planta a 24:00 del 31 de diciembre	1.848.236	1.551.317	1.613.911	1.613.911
AUTOCONSUMOS DE GAS				
Vaporizadores de combustión				
Otros (identificar)				
<i>Otros 1</i>				
MERMAS APARENTES	412.553	773.325	749.214	1.935.092

A la vista del balance de energía, el porcentaje de mermas aparentes para el periodo 2002-2004 es el 0,55%. Por años, 0,40% en 2002, 0,64% en 2003 y 0,57% en 2004.

Estos porcentajes de mermas son sólo representativos del comportamiento de la planta satélite. Para proporcionarlos validez y compararlos con los coeficientes de mermas por suministros procedentes desde plantas satélite de GNL reconocidos en el marco

regulatorio actual (2%), es necesario conocer los porcentajes de mermas en los tres tramos de la cadena para este tipo de suministros: transporte desde planta de regasificación, operación de planta satélite, suministro por red de distribución.

El proceso integrado se ofrece en los balances de planta satélite de Distribuidora de Gas de Extremadura.

1.2 Balance de energía: Plantas satélite de Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura.

El balance que se ofrece es el resultado de agregar los balances correspondientes a 7 plantas satélites de DICOEXSA:

- Don Benito
- Zafra
- Jerez de los Caballeros
- Olivenza
- Cáceres
- Coria
- Navalmoral

Las entradas de gas natural corresponden al gas cargado en cisternas en las plantas de regasificación de ENAGAS.

Las salidas corresponden al gas regasificado y facturado a los consumidores.

El almacenamiento operativo corresponde a la mejor estimación posible realizada por la compañía distribuidora.

Este balance, al contrario que el de Gas Figueres, permitirá asociar unos porcentajes de mermas y autoconsumos en los suministros de gas natural a partir de GNL. Estos

porcentajes serán en cierta medida comparables a los que se registran en la normativa actual.

Plantas Satélite:	Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura			
kWh de gas natural	2002	2003	2004	Total años
ENTRADAS	350.675.160	380.787.491	431.290.179	1.162.752.830
Descargas de GNL (netas de retornos)				
<i>A Precio de Cesión</i>	350.675.160	380.787.491	431.290.179	1.162.752.830
<i>Mercado Liberarizado</i>	0	0	0	0
SALIDAS	342.700.504	371.243.825	420.403.559	1.134.347.888
GNL regasificado	0	0	0	0
<i>A presión < 4 bar</i>	342.700.504	371.243.825	420.403.559	1.134.347.888
<i>A presión > 4 bar</i>	0	0	0	0
Fugas o venteos controlados.	0	0	0	0
Otras (especificar)	0	0	0	0
<i>Otras 1</i>				
VARIACIÓN ALMACENAMIENTO OPERATIVO	229.232	1.072.688	-1.098.609	203.311
Stock en planta a 00:00 del 1 de enero	7.794.417	8.023.649	9.096.337	7.794.417
Stock en planta a 24:00 del 31 de diciembre	8.023.649	9.096.337	7.997.728	7.997.728
AUTOCONSUMOS DE GAS	0	0	0	0
Vaporizadores de combustión	0	0	0	0
Otros (identificar)	0	0	0	0
<i>Otros 1</i>				
MERMAS APARENTES	7.745.424	8.470.978	11.985.229	28.201.631

Las mermas aparentes se pueden asociar a las entradas o a las salidas de gas en el subsistema de suministros procedentes desde plantas satélite de GNL. En el marco regulatorio actual, la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, en su Artículo 13 “*Retribución de la actividad de suministro a tarifas*” establece un coeficiente de mermas de distribución para suministros a presión inferior a 4 bar del 2% sobre la energía suministrada a consumidores finales, como es el caso de las plantas satélite de GNL. La orden ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, en su artículo 2 “*Cálculo de la retribución para el año 2005*” en su apartado primero establece un coeficiente de mermas de distribución para

suministros a presión inferior a 4 bar del 1% sobre la energía suministrada a consumidores finales. En su apartado segundo, establece: “2. En el caso de las distribuciones suministradas a partir de plantas satélites de GNL o mediante gas manufacturado a partir de propano, el coeficiente de mermas de distribución a presión ≤ 4 bar, $CR < 4$, se mantendrá en el 2%.”

En el siguiente cuadro se presenta una comparativa de las mermas en función de la energía cargada en cisternas y de la energía suministrada, además de las mermas reconocidas en el marco regulatorio actual. Se observa que para los años 2002 y 2003, el coeficiente de mermas apartes se mantiene estable, repuntando en 2004.

%	2002	2003	2004	Total años
% mermas y autoconsumos vs cargas cisternas	2,21	2,22	2,78	2,43
% mermas y autoconsumos vs suministros	2,26	2,28	2,85	2,49
% mermas reconocidas vs suministros	2	2	2	2

Si se tiene en cuenta el resultado obtenido en los balances de distribución, que para suministros efectuados a presión inferior a 4 bar el porcentaje de mermas (sin considerar las mermas en cascada, ya que en este caso no existen), en media para el periodo 2002-2004 es 1,24%, incrementado en 0,55% de operación de planta (del balance de Gas Figueres), se tiene un porcentaje aproximado del 1,79% de mermas, sin considerar las posibles mermas en el transporte. La diferencia con los coeficientes obtenidos debería ser imputada al transporte por carretera del GNL (para DICOGEA podría aproximarse al 0,5% de los suministros, pero no sería un valor contrastado para el resto de distribuidores).

Los resultados obtenidos no se alejan en exceso del porcentaje reconocido en la regulación. Sin embargo, existe alguna casuística de plantas satélite de GNL con suministros a presión superior a 4 bar. Para dichos casos sería aconsejable adicionar al porcentaje de mermas resultante en la distribución en dichos rangos de presión el obtenido del balance de planta satélite y el del transporte de GNL (sin determinar por indisponibilidad de información).

1.3 Conclusiones.

A la vista de los balances remitidos por las distintas empresas distribuidoras y la información facilitada por los transportistas, no resulta viable la elaboración de un balance conjunto que caracterice las mermas y autoconsumos promedio del sistema gasista al respecto de las plantas satélite de GNL. Como solución parcial se ha recurrido al estudio de instalaciones que a priori, parecen presentar un mayor grado de detalle en la información. A la vista de los resultados obtenidos se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Se pudo individualizar el coeficiente de operación de planta satélite y el coeficiente global de transporte, operación y suministros en redes de distribución asociadas mediante el estudio de instalaciones de referencia.
- Tomando el porcentaje promedio estimado de mermas aparentes y autoconsumos en suministros en distribución a presión inferior a 4 bar, y el coeficiente de mermas aparentes y autoconsumos estimado para operación de planta, se pudo aproximar un coeficiente de mermas aparentes para el transporte de GNL por carretera (particular a las características de DICOEXSA).
- El porcentaje de mermas y autoconsumos que marca la orden ITC/102/2005, de 28 de enero, presenta un orden de magnitud similar al obtenido en las instalaciones de referencia consideradas, por lo que no se considera conveniente modificar el coeficiente de mermas y autoconsumos en planta satélite de GNL actual.



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección Mercado de Gas

ANEXO III: ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN GASODUCTOS DE TRANSPORTE

30 de enero de 2006

ÍNDICE

1	Estudio de mermas en gasoductos de transporte de gas natural.....	1
1.1	Características y evolución de los gasoductos de transporte.....	4
1.2	Balances de energía en gasoductos de transporte de gas natural	6
1.3	Resultados de los balances físicos de energía	9
1.4	Estimación de fugas no contabilizadas de gas natural en gasoductos de transporte.....	12
1.5	Normativa aplicable.....	13
1.6	Conclusiones.....	14
1.7	Propuesta de actualización de los coeficientes de mermas.....	16

1 ESTUDIO DE MERMAS EN GASODUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

El objeto del presente estudio es exponer las mermas y autoconsumos que se producen en los gasoductos de transporte del Sistema Gasista Español.

Los gasoductos de transporte tienen el cometido de suministrar el gas a las redes de distribución y algunos consumidores finales desde los puntos de entrada al sistema (plantas de regasificación, conexiones internacionales, yacimientos y almacenamientos subterráneos) en las condiciones técnicas necesarias.

Elementos constitutivos de los gasoductos de transporte, aparte de las conducciones, son las estaciones de compresión, de regulación y de regulación y medida entre otros.

El presente estudio se centrará en las mermas habidas en las conducciones, ya que los autoconsumos y fugas de estaciones de compresión y regulación se tratan de forma individual.

Las mermas que se pueden registrar en el trasiego de un fluido entre su origen y su destino pueden estar determinadas por diversos factores:

- Presión de operación del tubo.
- Permeabilidad (material estructural y/o recubrimientos).
- Tipo de unión entre tramos.
- Estado de conservación de tubos y uniones.

Presión:

Se trata de un factor fundamental para determinar las pérdidas de fluido que va a experimentar el recipiente contenedor del mismo, en este caso el tubo. El parámetro de presión, en concreto, es el diferencial entre la presión del tubo y la presión atmosférica, es decir, la presión manométrica. Dentro de unos límites, se puede considerar que a mayor

presión manométrica, mayores pérdidas de fluido se registrarán. Estas se producen a través de poros, si el material es permeable, grietas, deficiencias en juntas o uniones, etc.

Permeabilidad:

Es la propiedad que tiene un material de ser atravesado por un fluido. Se trata de una propiedad íntimamente ligada al material estructural que conforme la tubería y al recubrimiento que pueda tener la misma. Depende del grado de porosidad que presente el material y la conectividad que tengan los poros.

Tipo de unión entre tramos de tubo:

El grado de estanqueidad de las redes de distribución va a depender de las características de la unión entre los distintos elementos que la conforman. Las uniones pueden ser soldadas, embridadas, por presión, etc.

Las uniones que presentan mejores características en cuanto a la estanqueidad son las uniones soldadas.

Estado de conservación de tubos y uniones:

La red de distribución española es relativamente moderna para la mayor parte de las compañías distribuidoras que suministran gas, así como para un porcentaje muy alto de sus activos de distribución. En todo caso, siempre existe un deterioro del material que conforma el tendido de conducciones y las uniones entre tramos. Dependiendo del material de los tubos o del tipo de unión empleado, el grado de deterioro será distinto. Los materiales metálicos siempre están expuestos a corrosión, por lo que deberán ser adecuadamente protegidos mediante recubrimientos y/o protección química (catódica o anódica). Otros materiales, como el polietileno, presentan gran durabilidad de forma que no necesitan de recubrimientos especiales.

Las uniones embridadas pueden presentar problemas de corrosión con el tiempo en alguno de sus componentes al tener partes metálicas de distinta composición química en contacto.

Las soldaduras metálicas presentan facilidad para la corrosión, no en el cordón de soldadura, sino en las zonas limítrofes si no se corrige mediante el adecuado tratamiento térmico.

Fugas de gas

En el proceso de fuga de gas se produce una expansión del mismo hasta la presión atmosférica desde la presión absoluta que presente el conducto. Las expansiones que tienen lugar en las situaciones de emisión, son normalmente de dos tipos: expansión con estrangulamiento y expansión libre. La expansión con estrangulamiento ocurre cuando el gas sale a través de una abertura o grieta muy estrecha. Presenta una gran resistencia por fricción y una energía cinética baja (caudal de pérdida poco importante y detección difícil). Cuando la abertura es mayor se alcanza una situación de expansión libre. La resistencia por fricción es baja y la energía cinética elevada (caudales elevados, pero fáciles de detectar).

Ejemplos de emisión por fugas se pueden encontrar en las siguientes situaciones:

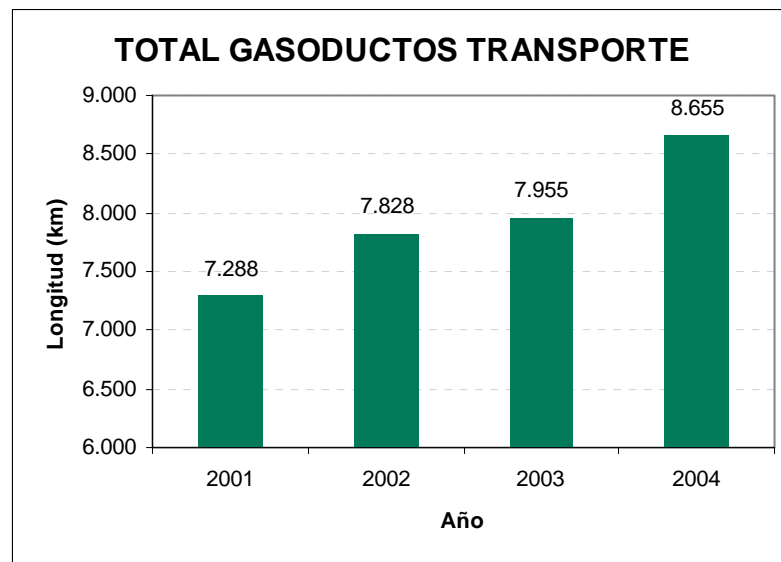
- Conexiones de tuberías y equipos.
- Roturas de tuberías y equipos.
- Orificios en equipos (conducciones, recipientes).
- Descarga en válvulas de alivio de seguridad.

Los casos de roturas de tuberías y equipos y las descargas de válvulas de alivio corresponden a expansiones libres. Se trata de situaciones puntuales en las que la cantidad de gas emitido es estimable.

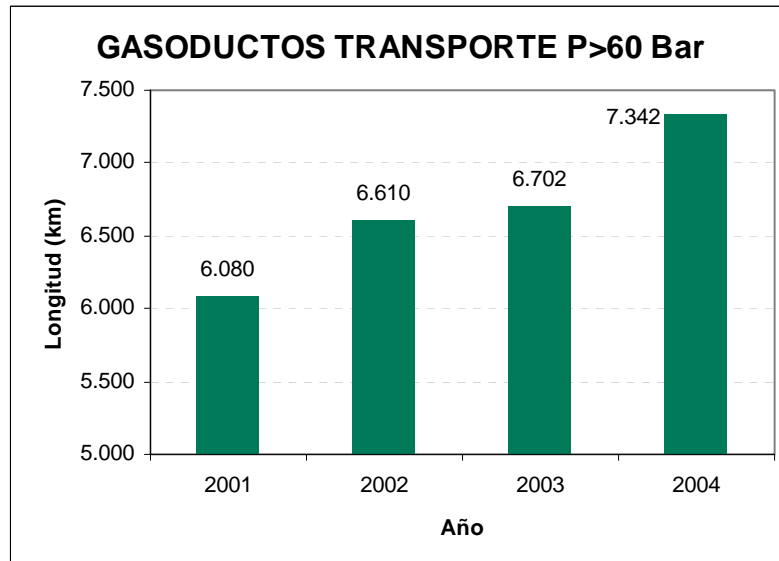
Los casos de conexiones y orificios en los equipos corresponden a expansiones con estrangulamiento. Estos casos presentan una casuística difícil de estudiar, y van a depender de los factores expuestos anteriormente (presión, permeabilidad, etc).

1.1 Características y evolución de los gasoductos de transporte.

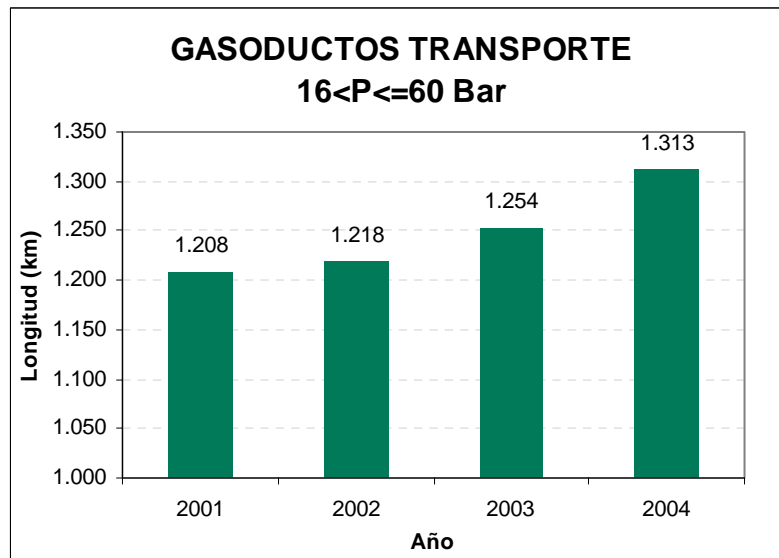
A continuación se presentan datos estadísticos de las longitudes por rango de presión de los gasoductos de transporte, así como su evolución en el periodo 2002-2004. Los datos anuales son a 31 de diciembre de cada año.



Longitudes a 31 de diciembre de cada año. Fuente: Transportistas



Longitudes a 31 de diciembre de cada año. Fuente: Transportistas

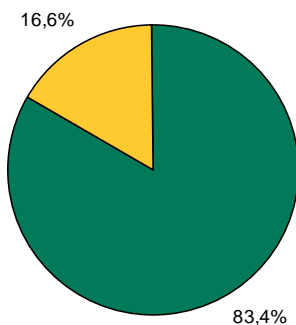


Longitudes a 31 de diciembre de cada año. Fuente: Transportistas

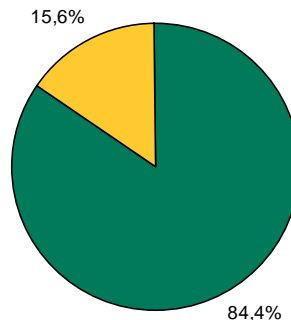
Desde inicio del año 2002 la longitud de la red de transporte se ha incrementado en 1.367 km hasta 8.655 km a finales de 2004 , de los que 1.262 km corresponden a gasoductos con una presión de uso superior a 60 bar y los restantes 105 km a gasoductos con presión comprendida entre los 16 bar e inferior o igual a 60 bar.

El peso de cada una de los rangos de presión en el total para los diferentes años se puede apreciar en el siguiente gráfico.

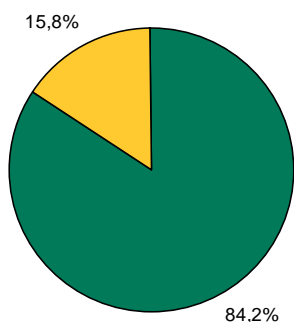
Rangos de Presión en Gasoductos de Transporte. Año 2001



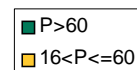
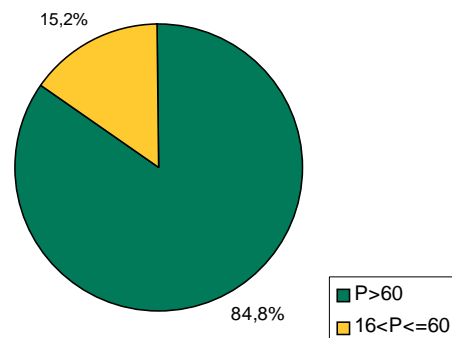
Rangos de Presión en Gasoductos de Transporte. Año 2002



Rangos de Presión en Gasoductos de Transporte. Año 2003



Rangos de Presión en Gasoductos de Transporte. Año 2004



Evolución de gasoductos de transporte por rango de presión. Fuente: Transportistas

El material constituyente de las conducciones de los gasoductos es el acero en la totalidad de los mismos.

1.2 Balances de energía en gasoductos de transporte de gas natural

Los balances se presentan de forma agregada para las compañías transportistas en cada rango de presión. El periodo a estudiar abarca los años 2002, 2003 y 2004.

Los balances de energía incluyen los siguientes conceptos:

- Entradas de gas (E).
- Salidas de gas (S).
- Variación de almacenamiento operativo (ΔAO).
- Autoconsumos (A).

- Mermas aparentes (M).

Los valores de todos los conceptos, salvo el de mermas aparentes, proceden de las lecturas de las correspondientes unidades de medida, cuando no ha sido posible las empresas han facilitado valores estimados para permitir cuantificar el gas almacenado, recibido, consumido o suministrado. El concepto de mermas aparentes surge del intento de cierre de balance para una instalación determinada. Dentro de este concepto se incluyen las posibles fugas de gas no cuantificadas, los errores de medición en el gas recibido o entregado, el gas no medido, bien por fraude hacia las compañías distribuidoras o por necesidades técnicas, etc. Teniendo en cuenta estos factores, las mermas aparentes se obtienen de la siguiente forma:

$$M = E - S - \Delta AO - A$$

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
TRANSPORTE	Entradas	280.033	305.096	341.200	926.330
	Entradas por plantas de regasificación ENAGAS	137.692	157.373	159.392	454.458
	Entradas por BBG	0	5.340	21.986	27.326
	Entradas por conexiones internacionales	129.825	128.964	142.727	401.516
	Extracción de AA.SS.	6.685	10.889	13.383	30.957
	Extracción de yacimientos	5.831	2.529	3.713	12.072
	Salidas	278.573	304.727	340.852	924.152
	Salidas por conexiones internacionales	35.136	31.850	27.791	94.778
	Salidas a distribuidores	224.122	237.612	255.463	717.197
	Salidas a consumidores finales	9.745	26.249	45.211	81.205
	Inyección en AA.SS.	9.570	9.015	12.387	30.972
	Variación de Almacenamiento Operativo	-17	171	123	278
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	1.477	185	209	1.871
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Entradas (sin AA.SS)	0,54	0,07	0,07	0,21
	Total Autoconsumos	1.232	1.255	1.064	3.552
	Autoconsumos	1.209	1.242	1.048	3.498
	Venteos	24	13	17	53
	% Total Autoconsumos vs Entradas (sin AA.SS)	0,45	0,43	0,32	0,40
Mermas Aparentes	245	-1.057	-839	-1.651	
% Mermas Aparentes vs Entradas (sin AA.SS)	0,09	-0,36	-0,26	-0,18	

Balance de energía en gasoductos de transporte para todo rango de presión.

Fuente: transportistas y CNE

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
TRANSPORTE P > 60 bar	Entradas	250.110	274.267	309.942	834.319
	Entradas por plantas de regasificación ENAGAS	107.769	126.545	128.133	362.448
	Entradas por BBG	0	5.340	21.986	27.326
	Entradas por conexiones internacionales	129.825	128.964	142.727	401.516
	Extracción de AA.SS.	6.685	10.889	13.383	30.957
	Extracción de yacimientos	5.831	2.529	3.713	12.072
	Salidas	248.674	274.061	309.604	832.340
	Salidas por conexiones internacionales	35.136	31.850	27.791	94.778
	Salidas a distribuidores	191.287	204.551	221.590	617.428
	Salidas a transportistas	2.936	2.395	2.626	7.957
	Salidas a consumidores finales	9.745	26.249	45.211	81.205
	Inyección en AA.SS.	9.570	9.015	12.387	30.972
	Variación de Almacenamiento Operativo	-17	171	122	277
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	1.453	22	198	1.673
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Entradas (sin AA.SS)	0,53	0,06	0,10	0,24
	Total Autoconsumos	1.232	1.254	1.064	3.550
	Autoconsumos	1.208	1.241	1.047	3.497
Venteos	24	13	17	53	
% Total Autoconsumos vs Entradas (sin AA.SS)	0,45	0,48	0,36	0,44	
Mermas Aparentes	221	-1.219	-849	-1.847	
% Mermas Aparentes vs Entradas (sin AA.SS)	0,08	-0,41	-0,26	-0,21	

Balance de energía en gasoductos de transporte, presión superior a 60 bar.

Fuente: transportistas y CNE

		GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
TRANSPORTE 16 bar < P <= 60 bar	Entradas		32.859	33.224	33.884	99.967
	Entradas por plantas de regasificación ENAGAS		29.923	30.828	31.259	92.010
	Entradas por BBG		0	0	0	0
	Entradas por conexiones internacionales		0	0	0	0
	Extracción de AA.SS.		0	0	0	0
	Transportistas		2.936	2.395	2.626	7.957
	Extracción de yacimientos		0	0	0	0
	Salidas		32.835	33.061	33.873	99.769
	Salidas		32.835	33.061	33.873	99.769
	Variación de Almacenamiento Operativo		0	0	1	1
	Mermas Aparentes y Autoconsumos		24	163	11	198
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Entradas (sin AA.SS)		0,07	0,49	0,03	0,20
	Total Autoconsumos		1	1	1	2
	Autoconsumos		1	1	1	2
Venteos		0	0	0	0	
% Total Autoconsumos vs Entradas (sin AA.SS)		0,00	0,00	0,00	0,00	
Mermas Aparentes		24	162	10	196	
% Mermas Aparentes vs Entradas (sin AA.SS)		0,07	0,49	0,03	0,20	

Balance de energía en gasoductos de transporte, presión superior a 16 bar e inferior o igual a 60 bar.

Fuente: transportistas y CNE

1.3 Resultados de los balances físicos de energía

Se observa que en la actividad de transporte aparecen mermas aparentes con signo negativo en los años 2003 y 2004, estos valores no tiene en si mismos sentido físico. Dichos valores negativos tienen su explicación en el posible trasvase de mermas entre las actividades de transporte, distribución y regasificación (véanse los anexos “*Estudio de mermas y autoconsumos en plantas de regasificación*” y “*Estudio de mermas y autoconsumos en redes de distribución*”), debido a la posible incorrecta medición del gas entregado en los puntos frontera entre dichas actividades. Individualizando por nivel de presión, el rango con presión superior a 60 bar presenta, en conjunto, unas mermas aparentes negativas de -1.847 GWh para el periodo 2002-2004. En cambio, en el rango de presión entre 16 bar y 60 bar, se observan unas mermas aparentes para el periodo estudiado de 196 GWh. Para el global del sistema de transporte, las mermas aparentes

resultan de -1.651 GWh, que suponen un -0,21% del gas introducido por plantas de regasificación, conexiones internacionales y yacimientos.

A la vista de los resultados previos, el análisis de las mermas aparentes ha de ser global para el conjunto del sistema, de manera que la asignación de las mermas por actividades no supere las que se observan en conjunto. Mediante esta metodología se evitarán desplazamientos de mermas aparentes de un subsistema a otro como resultado de la medición.

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN TRANSPORTE

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Mermas Aparentes	245	-1.057	-839	-1.651
P > 60 bar	221	-1.219	-849	-1.847
16 bar < P <= 60 bar	24	162	10	196
Autoconsumos	1.232	1.255	1.064	3.552
P > 60 bar	1.232	1.254	1.064	3.550
16 bar < P <= 60 bar	1	1	1	2
Mermas y Autoconsumos	1.477	198	226	1.901
P > 60 bar	1.453	35	215	1.703
16 bar < P <= 60 bar	24	163	11	198

Fuente: CNE, Transportistas.

Los autoconsumos en el sistema de transporte registrados en el periodo 2002-2004 representaron 3.552 GWh. Dichos autoconsumos corresponden a estaciones de compresión y estaciones de regulación de presión con calentamiento.

Atendiendo a los autoconsumos, tuvieron un comportamiento más estable que las mermas en el periodo 2002-2004. Para el año 2004 se observa una reducción de los mismos respecto a los años anteriores (un descenso del 15% respecto a valores de 2003). Este hecho tuvo su explicación en la entrada en funcionamiento de la planta de BBG, que se tradujo en una notable reducción de las necesidades de funcionamiento y consumo en estaciones de compresión (de 1.101 GWh en 2003 a 911 GWh en 2004, lo que supuso reducir en 190 GWh la compresión, al acercarse las entradas de gas al sistema a las salidas a consumidores finales. Este efecto se explica con mayor precisión

en el Anexo “*Estudio mermas y autoconsumos en estaciones de compresión, estaciones de regulación y regulación y medida*”.

La evolución de autoconsumos se observa con mayor claridad en el siguiente cuadro. Para el año 2002, el porcentaje de autoconsumos supuso un 0,45% del gas introducido en el sistema. Para el año 2003 (BBG comienza a emitir gas en agosto de dicho año), se observa una ligera disminución en el autoconsumo. Del año 2003 a 2004, el coeficiente de autoconsumos se redujo en casi un 25% al existir menor necesidad de vehicular gas en las estaciones de compresión. Nuevas infraestructuras de regasificación o conexiones internacionales que entren en funcionamiento (Sagunto, Mugaros o MEDGAS) contribuirán, a corto plazo, a reducir el coeficiente de autoconsumos.

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN TRANSPORTE

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Gas introducido	273.348	294.207	327.818	895.373
Mermas Aparentes	245	-1.057	-839	-1.651
Autoconsumos	1.232	1.255	1.064	3.552
Total Mermas y Autoconsumos	1.477	198	226	1.901
% Mermas Aparentes	0,09	-0,36	-0,26	-0,18
% Autoconsumos	0,45	0,43	0,32	0,40
% Total/gas introducido	0,54	0,07	0,07	0,21

NOTA: Se incluyen entradas por BBG y se excluyen las de almacenamientos subterráneos

Los efectos de la precisión en la medición, al contrario que en el caso de mermas aparente, para autoconsumos presentan menor importancia al evaluar un coeficiente global sobre las entradas al sistema. Una precisión del 1 ó 2 % en la medición del autoconsumo, modifican apenas el segundo decimal del porcentaje en el caso más desfavorable de medición.

1.4 Estimación de fugas no contabilizadas de gas natural en gasoductos de transporte.

Para el desarrollo de una estimación del nivel de fugas no contabilizadas de gas natural en gasoductos de transporte parece arriesgado extrapolar coeficientes de fugas empleados en la estimación de fugas no contabilizadas en distribución (véase el anexo “*Estudio de mermas y autoconsumos en redes de distribución*”).

Para estimar las fugas de gas no contabilizado en gasoductos de transporte se partió de los resultados del estudio desarrollado por EPA/GRI en 1996. En dicho estudio se estiman en el sector de transporte unas fugas de 0,2 Bscf/año para 1992 (aproximadamente 63,16 GWh/año considerando que 1m³ de gas natural posee un poder calorífico superior de 11,63 kW) para una longitud de gasoductos aproximada de 475.000 km. Esto supone una tasa de emisión de 132 kWh/km y año. Extrapolado al caso español, con 8.655 km de longitud, supondría unas emisiones por fugas en conducciones de 1,15 GWh/año.

El resultado obtenido de extrapolar la tasa de fugas en Estados Unidos al sistema español está en línea con la mayoría de estudios de fugas de gas no contabilizado a nivel internacional, que imputan a las fugas por conducciones en transporte valores prácticamente nulos.

Estas fugas no son las únicas que se producen en el subsistema de transporte, ya que las debidas a estaciones de compresión, estaciones de regulación, y estaciones de regulación y medida suponen mas del 99% de las pérdidas en este subsistema (véase el anexo “*Estudio mermas y autoconsumos en estaciones de compresión, estaciones de regulación y regulación y medida*”). Para proceder a una estimación se partió de las infraestructuras existentes en 2004. Para el 2003 se estimaron unas fugas no contabilizadas correspondientes al 95% de las de 2004 (menor cantidad de infraestructuras, menor cantidad de fugas no contabilizadas), e igual procedimiento para 2002 con 2003.

Estimación fugas no contabilizadas en transporte por concepto

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004	% vs Total
Conducciones	1	1	1	3	0,8
Estaciones de Compresión	109	114	120	343	87,4
ERM	15	15	16	46	11,8
Total	124	131	138	393	100,0

Estimación de fugas de gas no contabilizadas para el periodo 2002-2004

En porcentaje promedio, las estaciones de compresión representan unas fugas no contabilizadas del 0,04% respecto de las entradas de gas al sistema, las ERM un 0,01% mientras que las fugas en conducciones son insignificantes en volumen.

% Fugas de gas no contabilizado respecto entradas al sistema

%	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Gas introducido GWh	273.348	294.207	327.818	895.373
Conducciones	0,00	0,00	0,00	0,00
Estaciones de Compresión	0,04	0,04	0,04	0,04
ERM	0,01	0,01	0,00	0,01
Total	0,05	0,04	0,04	0,04

Fuente: CNE

1.5 Normativa aplicable

La ORDEN ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, en su Artículo 9. “*Retribución a los transportistas por la actividad de gestión de compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas*”, establece un coeficiente de mermas (en concepto de mermas y autoconsumos) para transporte del 0,43% del gas introducido en el sistema, en espera de que se fijen en las normas técnicas del sistema. Dicho coeficiente se ha mantenido en la regulación posterior (ORDEN ECO/30/2003, de 16 de enero; ORDEN ECO/31/2004, de 15 de enero, ORDEN ITC/102/2005, de 28 de enero,), hasta la ORDEN ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, en la que se redujo el coeficiente de mermas al 0,35% del gas introducido en el sistema por plantas de regasificación, conexiones internacionales y yacimientos.

Recientemente, la publicación de las Normas Técnicas de Gestión del Sistema establece el procedimiento de reparto a seguir. Así, en el apartado 2. “*Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista*”, en su apartado 4 “*Requisitos generales para el uso de los gasoductos de las redes de transporte.–Se establecen las siguientes condiciones generales para las redes de transporte:*”

“.....2.4.3 Mermas y autoconsumos.–El operador de transporte asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas desde que éste es aceptado en el punto de entrada de la red de transporte hasta que es entregado en el punto de salida de la red de transporte correspondiente.

En todo caso, de la totalidad del gas entregado por los usuarios en un punto de entrada a las redes de transporte, el transportista titular del gasoducto de entrada al sistema retendrá, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

La totalidad de las mermas retenidas por el conjunto de transportistas en los puntos de entrada al sistema de transporte-distribución a lo largo de un año, deberá ser distribuida entre el conjunto de transportistas.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los transportistas, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.

Inicialmente, el porcentaje actualmente establecido como mermas de transporte, se repartirá en función del número de estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida con calentamiento, y en general todos los transportistas propietarios de gasoductos de transporte, con los siguientes porcentajes:

- *EE.CC.: 80 %.*
- *ERM.: 10 %.*
- *Resto de parámetros (gas vehiculado, volumen geométrico de gasoductos, unidades de medida y otros): 10 %.*

Con carácter general, la asignación de las mermas por compresión y regulación entre transportistas será proporcional al caudal vehiculado por los turbocompresores y por las ERMs de que dispongan.

Una vez conocidos los datos definitivos de las mermas a lo largo del año, el Gestor Técnico del Sistema deberá determinar el volumen de mermas correspondiente a cada transportista y realizar una propuesta de liquidación entre los mismos que comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía antes del 31 de enero del año siguiente. Una vez aprobada, el Gestor Técnico del Sistema procederá a comunicársela a los sujetos implicados, quienes deberán efectuar dicha liquidación en un plazo de 15 días naturales posteriores a la fecha de la comunicación.”

1.6 Conclusiones.

A la vista de los balances remitidos por los transportistas, los cálculos, estimaciones y comparativas elaborados con la información recibida, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Las mermas aparentes estarán influenciadas por los procedimientos de medida empleados. Parece importante analizar las características de los distintos procedimientos empleados en la actualidad a fin de cuantificar el error que introducen en la medida y el sentido que tiene dicho error.
- Los autoconsumos corresponden a valores fácilmente identificables y se debería retribuir a aquellos agentes que los tienen en función de la magnitud de dichos autoconsumos.
- A pesar de que se registren mermas aparentes negativas en transporte, parece razonable retribuir un nivel mínimo por el concepto de mermas y autoconsumos a los transportistas, que debe corresponder con la suma de la estimación de fugas de gas no contabilizado y los autoconsumos.
- La evaluación de las fugas de gas no contabilizado requeriría un procedimiento teórico-empírico más amplio que el empleado en este estudio para efectuar las estimaciones y evitar las extrapolaciones. En todo caso, la estimación de fugas por conducciones no se estima que sea relevante dentro del subsistema de transporte.

1.7 Propuesta de actualización de los coeficientes de mermas.

Se propone un coeficiente de mermas y autoconsumos para las entradas al subsistema de transporte equivalentes a los del año 2004 (0,35%), por la previsible disminución de las necesidades de compresión a medio plazo. Parece conveniente revisar el coeficiente de mermas y autoconsumos de forma anual en función de la evolución de las infraestructuras y autoconsumos registrados. El nivel mínimo de dicho coeficiente correspondería, para cada año, con el siguiente cálculo, evaluado según resultados del año previo:

$$\%_{\text{MAATi}} = 100 \times (\text{kWh}_{\text{EFNCi-1}} + \text{AC}_{\text{i-1}}) / \text{kWh}_{\text{i-1}}$$

Representando:

- **%_{MAATi}**: Coeficiente mínimo de mermas y autoconsumos en transporte para el año i.
- **kWh_{EFNCi-1}**: Estimación de fugas de gas no contabilizado en función de las infraestructuras existentes para el año i-1
- **AC_{i-1}**: Autoconsumos registrados en el año i-1
- **kWh_{i-1}**: Cantidad de gas introducida en el sistema de transporte y distribución desde plantas de regasificación, conexiones internacionales y yacimientos.

Para valorar las fugas de gas no contabilizado se propone aplicar la metodología desarrollada en la siguiente tabla para el año 2004, en ausencia de mejores valores de estimación de tasa de fugas:

Estimación de fugas de gas no contabilizadas en transporte. Año 2004

Estimación de fugas no contabilizadas en transporte por conducciones

		Comentario	Fuente
Coeficiente	132	kWh/año y kilómetro	EPA/GRI 1996
Longitud	8.655	km	
Estimación fugas no contabilizadas	1,1	GWh	

Estimación de fugas no contabilizadas en transporte por estaciones de compresión

	Coeficientes	Comentario	Fuente
Fugas			
Resto Estación compresión	1.010.720	kWh/estación y año	EPA/GRI 1996
Compresores			
<i>Alternativos</i>	1.750.740	kWh/compresor y año	EPA/GRI 1996
<i>Centrífugos</i>	3.489.391	kWh/compresor y año	EPA/GRI 1996
Venteos			
Deshidratadores	10.791	kWh/Tm ³ (n)	EPA/GRI 1996
Accionamientos neumáticos	51.166	kWh/accionamiento y año	EPA/GRI 1996
Mantenimiento	1.375.084	kWh/estación y año	EPA/GRI 1996

Conceptos	nº		
Estaciones	9	Año 2004	
Compresores	27	3 centrífugos por estación	
Accionamientos	90	Estimados 10 por estación	

Estimación fugas no contabilizadas	Cantidad		
Estaciones	21,5		
Resto Estación Compresión	9,1	GWh	
Mantenimiento	12,4	GWh	
Compresores	94,2	GWh	
Accionamientos	4,6	GWh	
Estimación fugas no contabilizadas	120,3	GWh	

Estimación fugas no contabilizadas en transporte por ERM

REGULACIÓN Y MEDIDA	Coeficientes	Comentario	Fuente
En cámara o local	47.556	Valor promedio EE.UU. kWh/estación y año	EPA/GRI 1996
Cantidad	340	Estaciones estimadas. Suponiendo que $\Delta P > 21$ bar	
Estimación fugas no contabilizadas	16,2	GWh	

TOTAL ESTIMACIONES TRANSPORTE	137,6	GWh
--------------------------------------	--------------	------------

Fuente: CNE, EPA/GRI 1996



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección de Mercado

ANEXO IV: ESTUDIO MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN ESTACIONES DE COMPRESIÓN Y ESTACIONES DE REGULACIÓN Y MEDIDA.

30 de enero de 2006

ÍNDICE

1	Estudio mermas y autoconsumos en estaciones de compresión y estaciones de regulación y medida.	1
1.1	Presión.....	1
1.2	Temperatura:.....	3
1.3	Necesidad de los autoconsumos de gas natural en la gestión de gasoductos de transporte y/o redes de distribución.	4
1.3.1	Estaciones de compresión.	4
1.3.2	Estaciones de regulación con calentamiento:	11
1.4	Fugas de gas no contabilizadas en estaciones de compresión	18
1.5	Fugas de gas no contabilizadas en estaciones de regulación y regulación y medida	20
1.6	Normativa aplicable.....	22
1.7	Conclusiones.....	24
1.8	Propuesta de actualización de los coeficientes de mermas y autoconsumos	25

1 ESTUDIO MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN ESTACIONES DE COMPRESIÓN Y ESTACIONES DE REGULACIÓN Y MEDIDA.

Las necesidades técnico-económicas de operación de los gasoductos de transporte de gas natural determinan unos parámetros óptimos de operación en las propiedades termodinámicas del gas natural. Dichas propiedades, se refieren, fundamentalmente, a condiciones de presión y temperatura.

El desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución necesaria se efectúa de acuerdo a las necesidades energéticas que precisan los usuarios finales, de forma individual en las acometidas finales y de forma agregada hasta que se alcanzan dichas acometidas. El requerimiento de una cantidad de energía por parte de los usuarios finales se cuantifica en términos de kWh. El gas natural presenta unas características energéticas como portador de energía final que dependen de su poder calorífico superior, que en condiciones normales de temperatura (0° C) y presión (1 atmósfera) es, aproximadamente, 11,63 kWh/m³.

Las estaciones de compresión y de regulación con calentamiento son claros consumidores de gas natural por sus propias necesidades energéticas. Por otro lado, estas estaciones, junto con las estaciones de regulación y medida sin calentamiento, suponen una fuente localizada de fugas no contabilizadas de gas natural. Las fugas de gas se producen a través de venteos por valvulería de seguridad, fugas a través de cierres y válvulas de paso, fugas por falta de hermeticidad en los sellos de los compresores, etc. Las emisiones por estos conceptos pueden suponer cantidades significativas de gas natural fugado y no medido que se emite a la atmósfera.

1.1 Presión

La presión se trata de una variable termodinámica que, a temperatura constante, el producto de la misma por el volumen de gas vehiculado, es proporcional a la energía

contenida en dicho volumen, por tanto, a mayor presión, menor volumen para la misma energía:

$$P \times V = k \times \text{Energía}$$

P: Presión del fluido.

V: volumen del fluido.

k: constante, cuyo valor dependerá de las unidades que se empleen en las distintas variables.

La presión se trata de una variable termodinámica que permite optimizar la utilización de las infraestructuras de transporte, de forma que para un mismo gasoducto con capacidad para vehicular 100 m³/segundo, en condiciones normales de presión y temperatura, se estarían trasegando 1.163 kWh/s. Por el contrario, si para la misma temperatura, la presión fuese de 80 bar, la energía trasegada sería 91.610 kWh/segundo, casi 80 veces más.

Otro motivo de influencia de la presión en la optimización en el uso de gasoductos (aparte del dimensionado de los mismos) radica en la pérdida de carga (bajada de presión) que experimenta el gas natural a su paso por el tubo. La pérdida de carga viene determinada por características fluidodinámicas del gas natural y por las características geométricas y físicas del tubo por el que se vehicula. En términos generales, responde a la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{1}{2} \lambda \times \rho \times \frac{L}{D} \times u^2$$

L: Longitud del tubo.

D: Diámetro del tubo.

u: Velocidad del fluido en el tubo.

ρ : Densidad del fluido.

λ : Factor de fricción, que depende de la rugosidad del tubo y del número de Reynolds (Re):

$$Re = \frac{u \times D}{\nu}$$

ν : viscosidad cinemática del fluido.

1.2 Temperatura:

Las condiciones técnicas de operación de las infraestructuras de transporte y distribución de gas natural van a marcar, igualmente, unos rangos de operación para la variable termodinámica que representa la temperatura.

La temperatura marca dos condiciones fundamentales de aplicación, como es la energía transportada y, fundamentalmente, la temperatura de operación del gas por condicionantes técnicos.

En el primer caso, se trata, al contrario de la presión, de una variable poco influyente. La relación con la energía transportada se expone en la siguiente relación:

$$Energía = \frac{k}{T}$$

T: Temperatura absoluta en grados Kelvin. $T(^{\circ}K) = 273 + T(^{\circ}C)$

k: Constante.

La diferencia entre la energía transportada al estar el gas en unas condiciones a 10°C y estar a 20° C representa que a 20° C se transporta un 3,5% menos de gas que a 10°C.

El principal condicionamiento técnico marcado por la temperatura se debe a la condensación, e incluso solidificación de agua. Este efecto se puede producir en ambas caras del tubo.

El gas natural lleva implícita cierta cantidad de agua y elementos menos volátiles que el metano, que aunque en trazas pequeñas, tras una laminación (regulación de presión),

podría conllevar la condensación o solidificación de la misma. La implicación técnica de este fenómeno es importante, ya que se podrían incluir partículas líquidas o sólidas en la corriente de fluido, con los consiguientes problemas de erosión de tubos y equipos, bloqueos de filtros, reducción de capacidad útil, etc. La presencia de agua condensada causaría en parte los problemas anteriores, además de sumar el efecto de la corrosión en las partes en contacto con la corriente.

En la parte exterior del equipamiento, la condensación puede causar problemas de corrosión en tuberías y válvulas.

1.3 Necesidad de los autoconsumos de gas natural en la gestión de gasoductos de transporte y/o redes de distribución.

1.3.1 Estaciones de compresión.

Una presión elevada en un gasoducto permite diseñar el trazado del mismo con un tubo de menor tamaño, con el correspondiente ahorro de material.

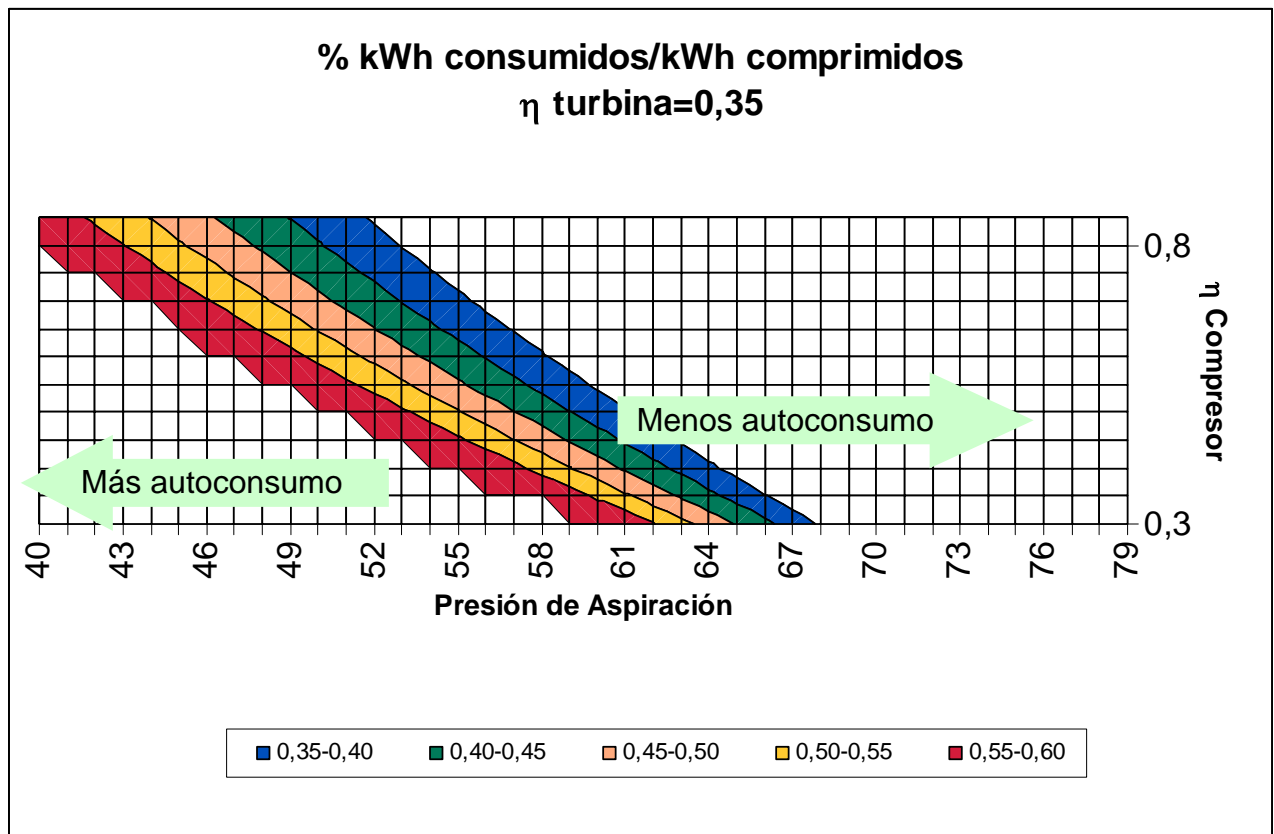
En la operación del gasoducto, el efecto de pérdida de carga está motivado, en parte, por la distancia (recuérdese que es proporcional a la misma) y la velocidad a la que circule el gas por el interior del tubo. Una presión alta en los gasoductos proporciona capacidad para vencer la pérdida de carga.

Las estaciones de compresión aportan el incremento de presión necesario para mantener las condiciones de operación de los gasoductos de transporte dentro de un óptimo técnico-económico.

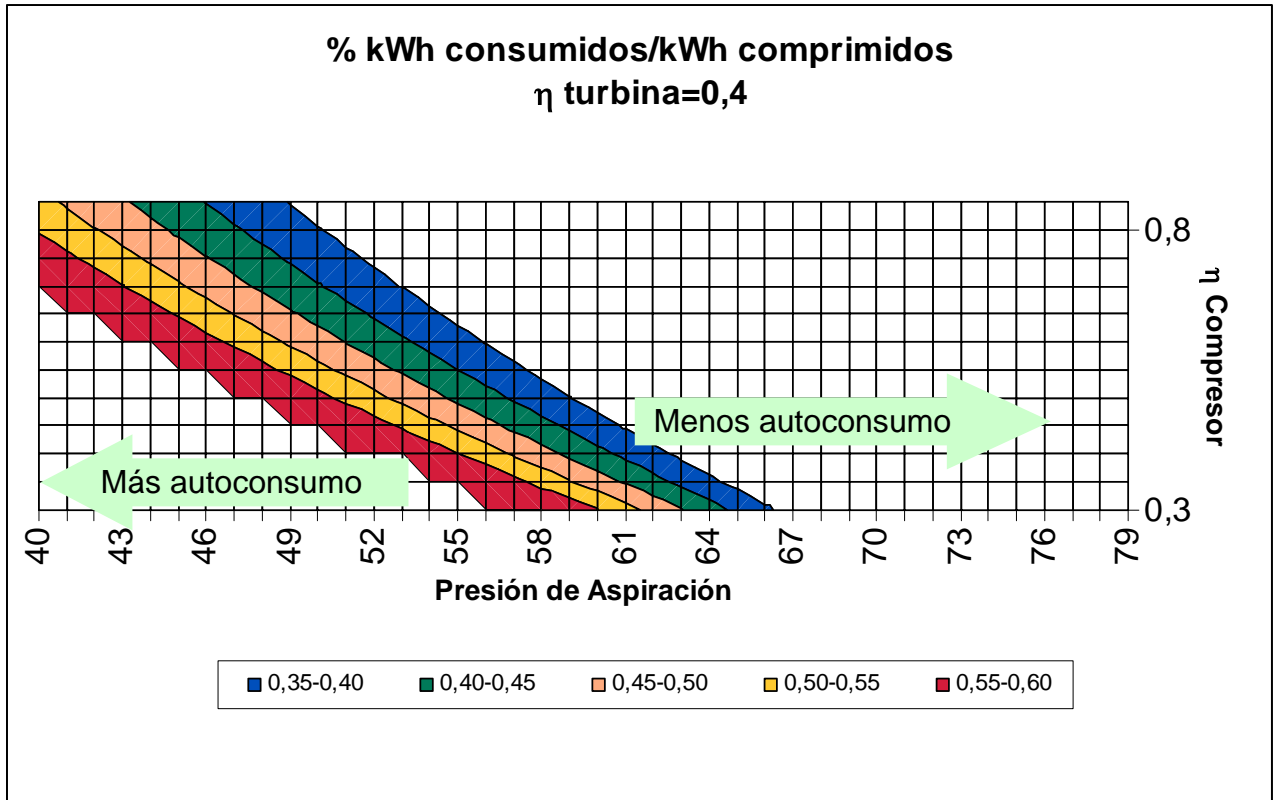
La estación de compresión, consta, fundamentalmente, de grupos compresores alimentados por gas natural, que suministran el salto de presión necesario.

Para valorar la necesidad de autoconsumos en la compresión de gas natural se han efectuado cálculos al respecto (para metano puro). Se consideraron tres casos de

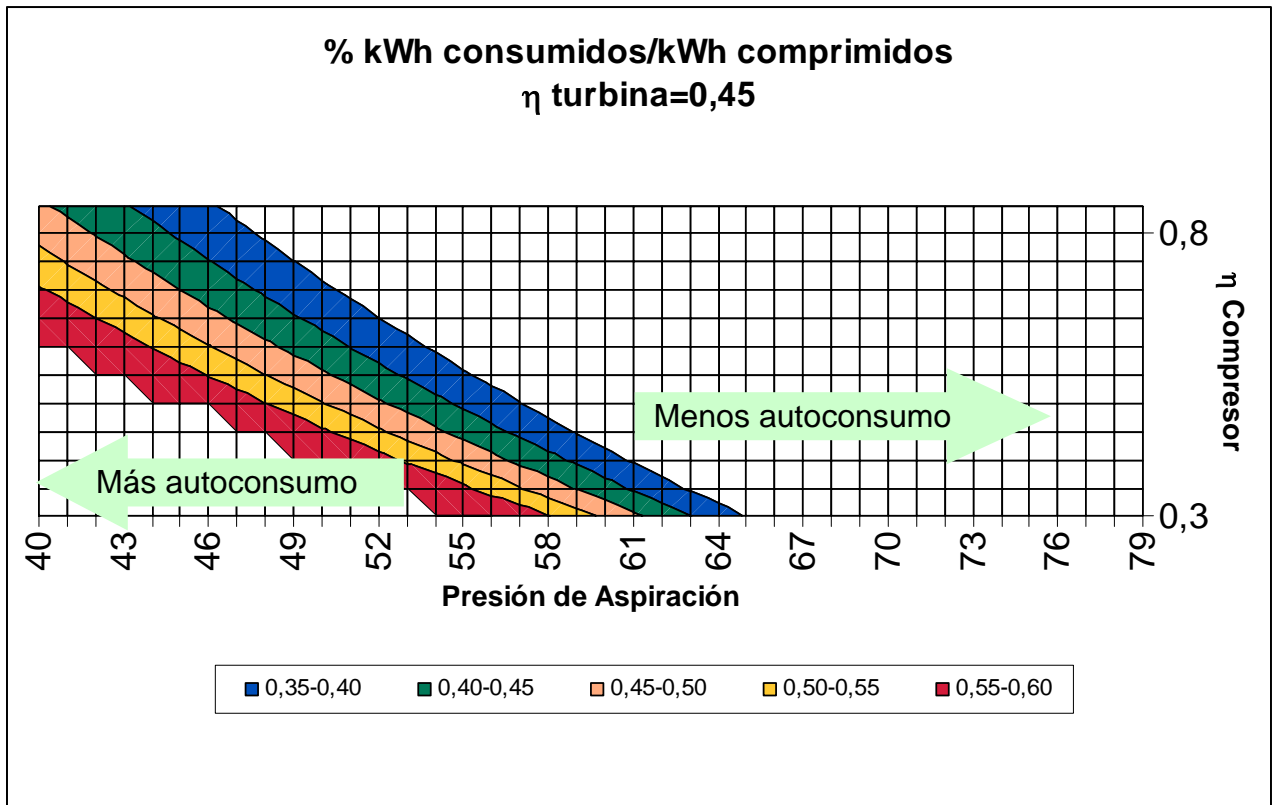
rendimiento mecánico de la turbina de gas que mueve el compresor (potencia en eje de turbina respecto del gas natural quemado en la cámara de combustión para efectuar el accionamiento). Los rendimientos mecánicos empleados son el 35%, 40% y 45% (una turbina de gas presenta un rendimiento máximo del 45%, dependiendo de la temperatura máxima de operación). Estos rendimientos dependerán del régimen de caudal y velocidades de giro a las que opere la turbina, aparte de condiciones técnicas de mantenimiento. Además, se valoraron presiones de aspiración (presión a la que está el gas natural al que se quiere aumentar la presión) desde 40 bar hasta una presión de impulsión de 80 bar. Al compresor se le valoraron rendimientos isentrópicos de compresión (trabajo teórico para comprimir frente a trabajo real necesario) desde valores del 30% al 85% (estos valores dependen, al igual que en el caso de la turbina, del régimen de caudal que se aplique). Los resultados se pueden observar en los gráficos siguientes, en los que los colores representan el porcentaje de autoconsumos necesario en cada una de las posibilidades presión-rendimiento isentrópico representado en la escala. Las flechas presentan idéntica posición en todos los gráficos para observar mejor la evolución del coeficiente de autoconsumos con el rendimiento de la turbina.



Fuente CNE: Coeficiente de autoconsumos en función de presión de aspiración y rendimiento isentrópico del compresor. Rendimiento de turbina 35% y presión de salida 80 bar



Fuente CNE: Coeficiente de autoconsumos en función de presión de aspiración y rendimiento isentrópico del compresor. Rendimiento de turbina 40% y presión de salida 80 bar

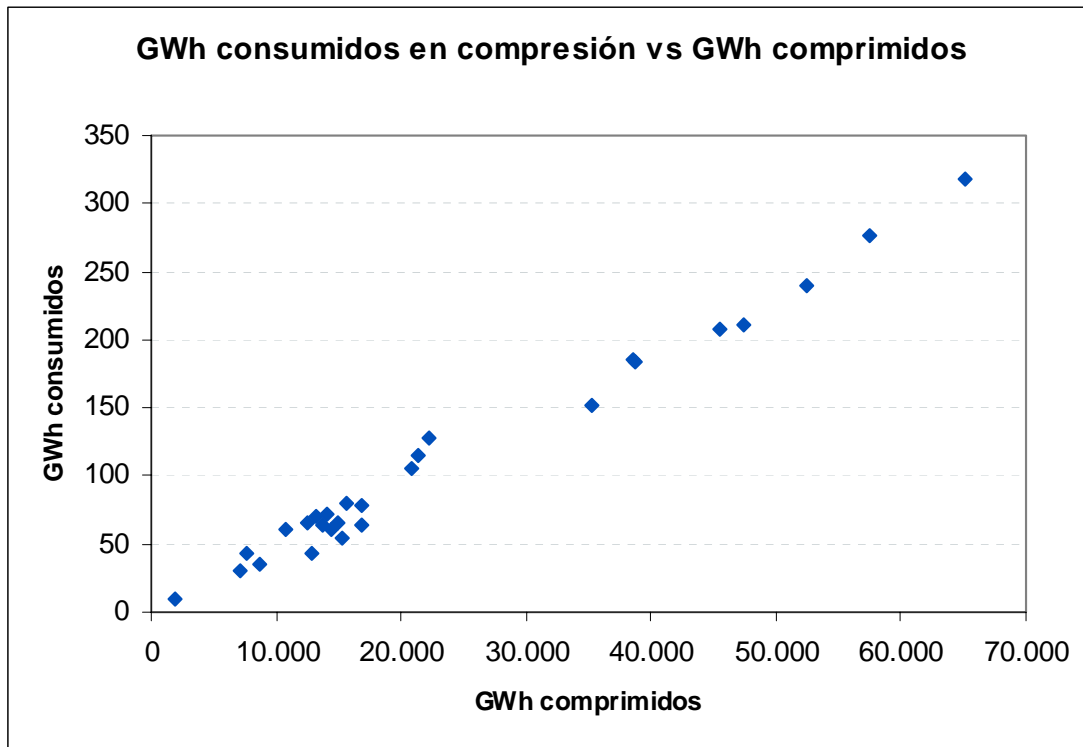


Fuente CNE: Coeficiente de autoconsumos en función de presión de aspiración y rendimiento isentrópico del compresor. Rendimiento de turbina 45% y presión de salida 80 bar

En los cuadros previos no se tuvo en cuenta en el cálculo del autoconsumo el gas empleado en el motor de arranque y el régimen empleado es el estacionario.

Para minimizar el autoconsumo, la estación de compresión (el grupo turbocompresor) debe funcionar en un comportamiento óptimo de compresor y turbina. Para ello se deben ajustar variables de entrada, como la presión de aspiración o el caudal a comprimir, y variables de salida, como la presión de impulsión. En todo caso, el acoplamiento óptimo de turbina y compresor tendrá unos rangos de funcionamiento a los que no siempre se podrá operar con estos grupos.

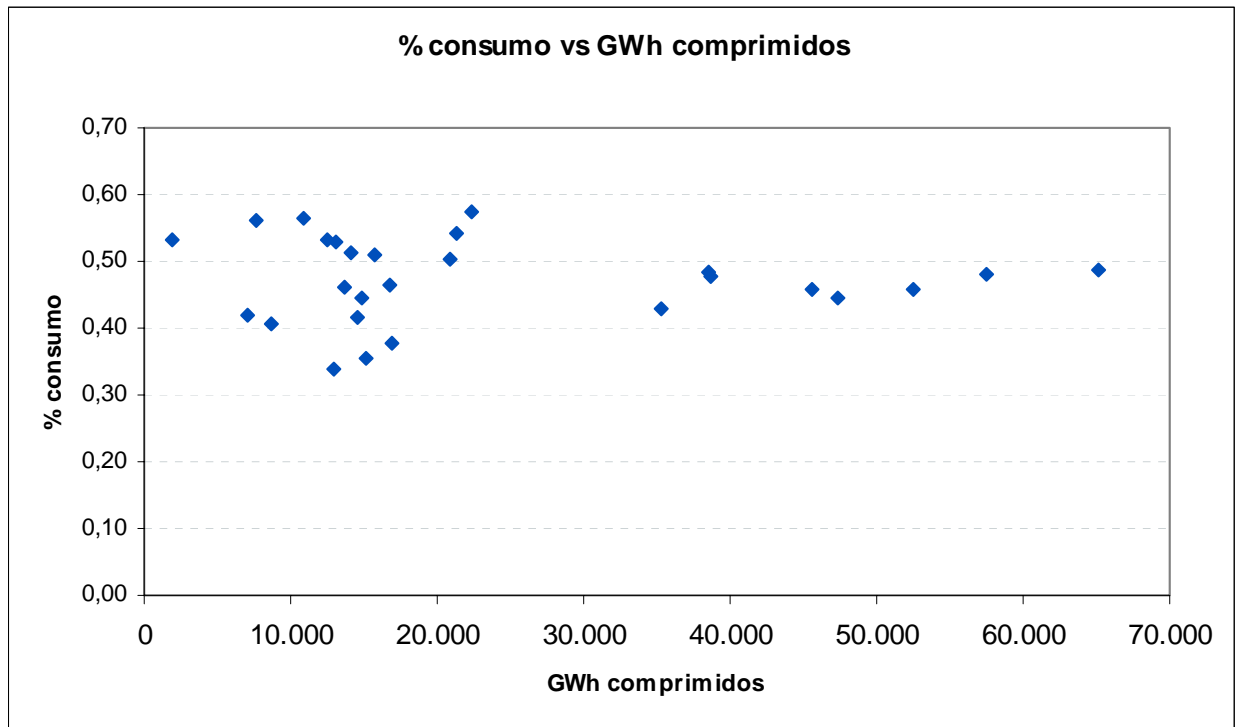
Los cálculos que se muestran en el presente estudio fueron elaborados a partir de nueve estaciones de compresión, y con los datos facilitados por ENAGAS, propietaria de las mismas.



Fuente: ENAGAS.

En términos generales se observa un mayor consumo cuanto mayor es la cantidad de gas comprimido, sin entrar en disquisiciones sobre el rendimiento del proceso.

A continuación se presenta la información con el consumo expresado en forma porcentual. Se puede observar que para menores cantidades de gas impulsado, el consumo de la estación es más disperso que para mayores caudales. Este efecto puede estar motivado por el régimen de utilización de la estación, el número de líneas disponibles en la misma y el número de arranques y paradas al que se pueda ver sometida cada línea. Una línea que trabaje en base tendrá un consumo porcentual respecto a los kWh de gas impulsado muy inferior a una línea que funcione como apoyo de puntas.



Fuente: ENAGAS

Otro factor determinante en el consumo de la estación de compresión radica en la magnitud del salto de presión que se deba proporcionar. Este efecto se puede comprobar en la siguiente gráfica, que muestra diferentes condiciones de operación para las estaciones anteriores. A mayor salto de presión, el consumo se incrementa.

Dentro del autoconsumo de gas natural, hay una parte del mismo que no es quemado en las cámaras de combustión. El estudio EPA/GRI 1996 señala emisiones por combustión incompleta para turbo compresores de unos 16 kWh/HP de gas natural al año. Teniendo en cuenta que la potencia instalada de compresión por ENAGAS en el año 2004 era de 114.777 kWh, equivale a unas emisiones de unos 2,5 GWh de gas natural como inquemados en 2004.

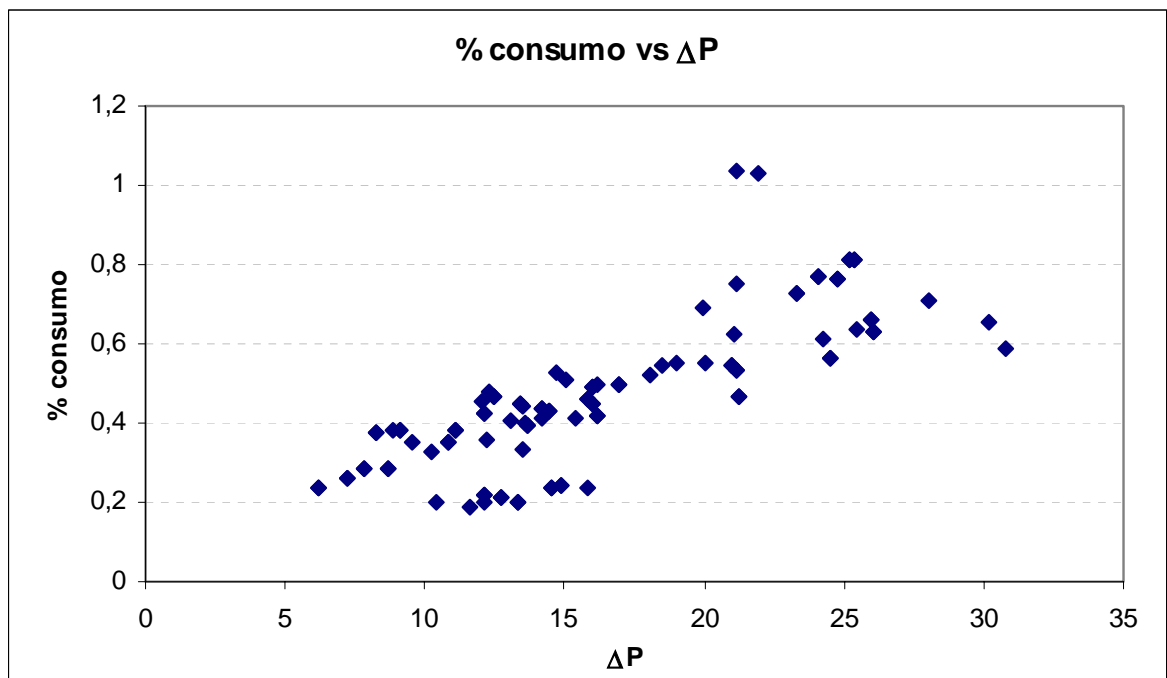
Además del anterior efecto, se deben considerar las emisiones de gas natural en las turbinas de arranque de los grupos turbocompresores también como autoconsumos. Considerando coeficientes del informe EPA/GRI y una mejora en la tecnología de arranque de las turbinas, para el año 2004, con aproximadamente 30 grupos turbocompresores, se pueden estimar próximas a 4 GWh, suponiendo 6 arranques al año

por cada grupo, con un consumo medio de 22.000 kWh de gas natural para cada arranque.

Otro efecto también a considerar como autoconsumos son las despresurizaciones por mantenimientos del sistema de motorización y las emisiones debidas a fugas en juntas, válvulas y demás componentes del sistema de arranque y motorización de las estaciones. Para estos efectos no se dispone de coeficientes de fugas ni estimación del número de despresurizados que se llevan a cabo anualmente. Se va a suponer en torno a 3 GWh por todos estos conceptos para 2004.

La suma de estas cantidades de gas supondrían entorno a un 1% de los autoconsumos en 2004.

Dentro de la cifra de autoconsumos no se incluyeron las estimaciones de venteos debidas a accionamientos neumáticos, qué se incluyeron en el apartado de fugas en estaciones de compresión.



Fuente: ENAGAS. Salto de presión en bar.

La inclusión de nuevas entradas en el sistema, como las plantas de regasificación de Sagunto y Mugardos, además del gasoducto Medgaz, hacen previsible la disminución en las necesidades de impulsión actuales. El acercamiento de entradas de gas a los puntos de consumo, conlleva que la pérdida de carga motivada por la distancia desde la entrada de gas al sistema al punto de consumo sea, en un futuro, inferior a la que se registra en la actualidad.

En términos generales, durante el periodo 2002 a 2004, se comprimieron 641.724 GWh de gas natural, con un autoconsumo en dicho periodo de 3.020,8 GWh, lo que representa un 0,47% del gas impulsado. En la siguiente tabla se presentan estos datos del año 2002 al 2004.

Año	GWh comprimidos	GWh consumidos	% autoconsumo
2002	211.225	1.008	0,48
2003	227.888	1.101	0,48
2004	202.611	911	0,45
TOTAL	641.724	3.021	0,47

Evolución de los autoconsumos en compresión. Fuente: ENAGAS

Los autoconsumos de compresión corresponden, íntegramente al transportista ENAGAS.

Prestando atención únicamente al valor medio de los autoconsumos de compresión, comparándolo con los valores teóricos estimados con anterioridad, el resultado se situaría en la banda verde en los cuadros. Una hipótesis conservadora es suponer un rendimiento mecánico del 35% en la turbina y un rendimiento isentrópico del compresor del 60%, lo que con los valores de coeficiente de autoconsumos entre 0,40%-0,50%, representaría un salto de presión aproximado de 24-26 bar, lo que unido a las necesidades de arranque y régimen estacionario empleadas en la estimación supone un resultado bastante coherente con las necesidades de impulsión reales de ENAGAS.

1.3.2 Estaciones de regulación con calentamiento:

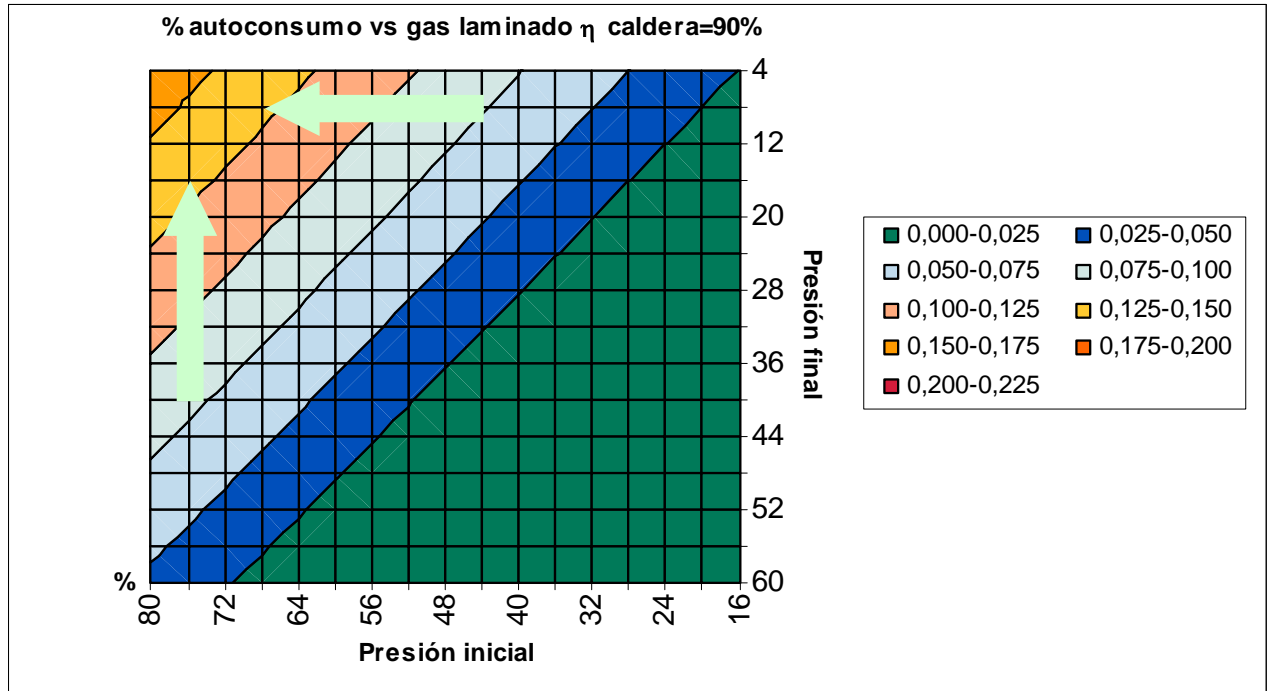
Las estaciones de regulación adaptan el gas natural a alta presión, procedente de gasoductos de transporte, a una presión adecuada a las características de la red de distribución.

El calentamiento es necesario para contrarrestar el efecto Joule-Thompson o Joule-Kelvin, por el que un gas, al disminuir su presión a través de una válvula, disminuye su temperatura (aproximadamente 1°C por cada 2 bar de reducción de presión). Los efectos que una bajada de temperatura pueden acarrear en las instalaciones fueron ya comentados.

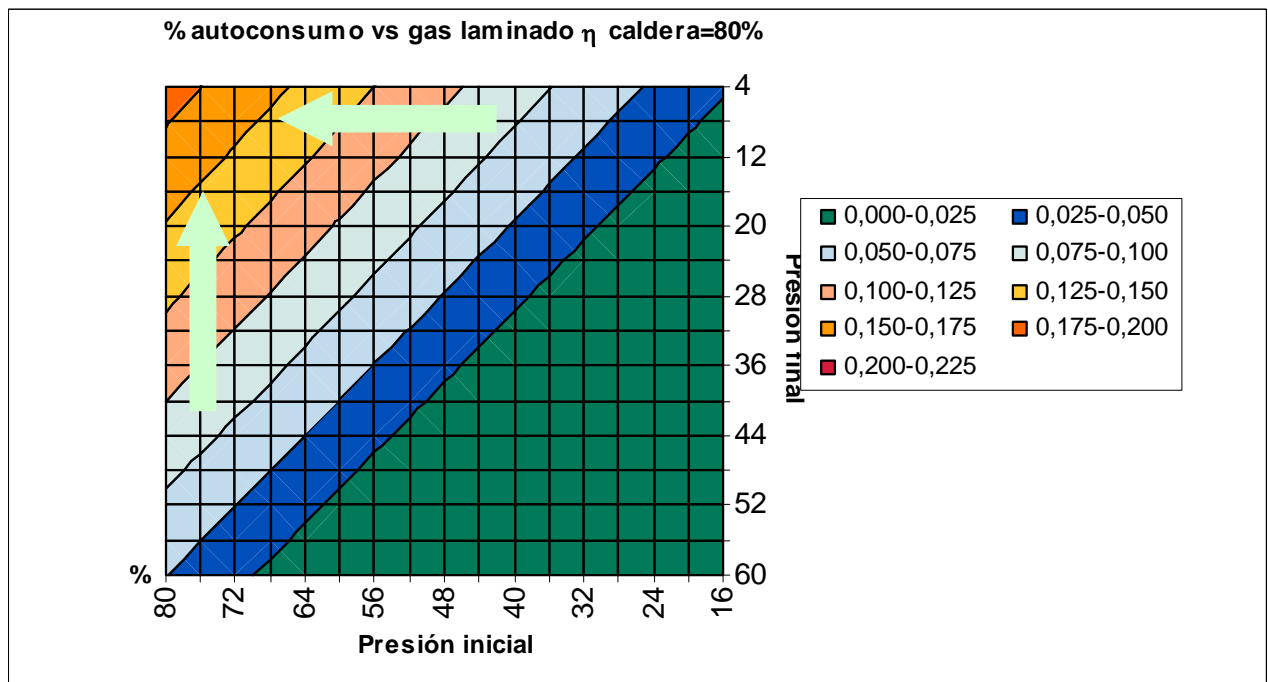
Al efecto de evitar problemas por condensación de agua, se dota a determinadas estaciones de regulación de calderas de calentamiento de gas, de forma que antes de experimentar la regulación de presión (laminación), el gas se calienta lo suficiente para evitar que su temperatura alcance la temperatura de rocío.

Se ha efectuado una estimación de los autoconsumos en estaciones de regulación con calentamiento para caracterizar los mismos desde determinadas hipótesis. Se tomó como temperatura del gas 10°C, previa al calentamiento antes de la regulación de presión. El incremento de temperatura aportado se corresponde con el suficiente para que el gas, una vez regulado, esté a 10°C (aproximadamente 0,5°C por cada bar que se disminuya la presión). Se consideró que el gas natural tiene como constituyente único el metano. Se plantearon además tres escenarios de funcionamiento respecto a la caldera de calentamiento: rendimiento de la misma del 90%, del 80% y del 70%. El porcentaje bajo los anteriores supuestos de autoconsumos en regulación de gas con calentamiento se presenta en los siguientes gráficos, en los que el valor del porcentaje se determina por rango de color, mientras que en el eje horizontal se representa la presión inicial antes de la regulación y en el eje vertical, la presión posterior a la regulación. Las flechas verdes indican la forma en la que aumenta el autoconsumo.

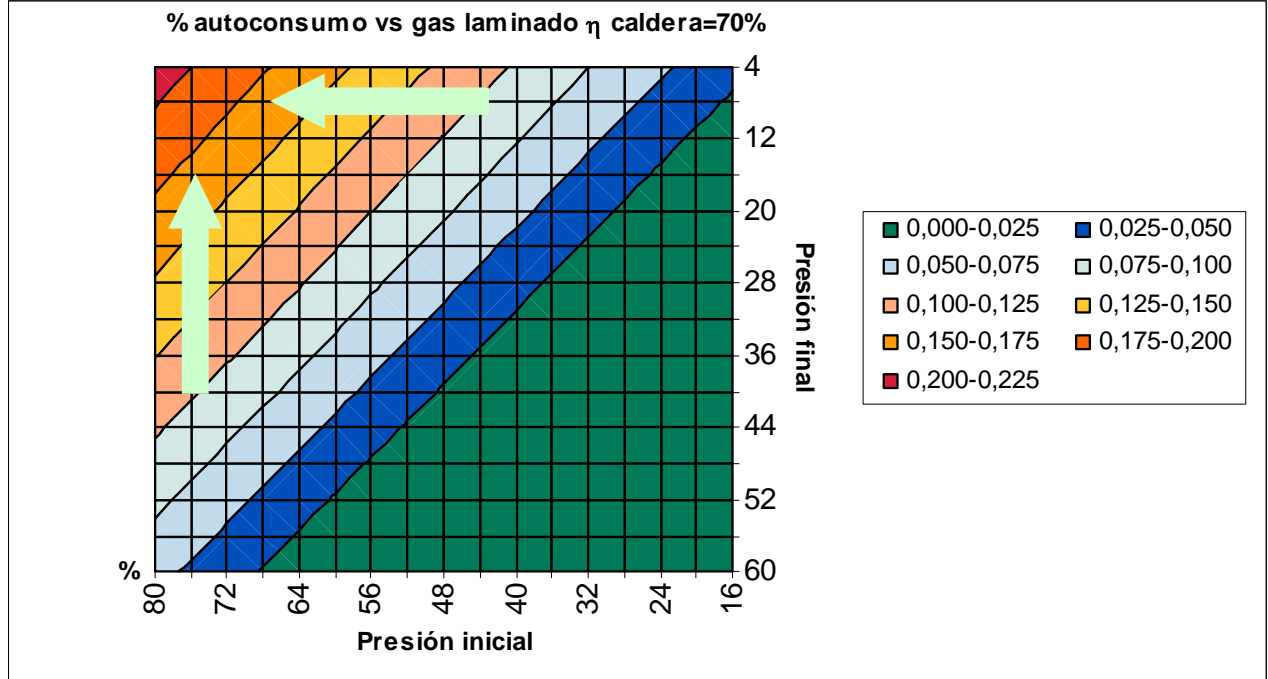
El ámbito geográfico va a marcar las necesidades de calentamiento (superados los requisitos técnicos de condensación en el interior de las conducciones) en la regulación del gas por las condiciones de temperatura y humedad que se registren en cada zona.



Fuente CNE: Coeficiente de autoconsumos en función de presión inicial y final en la regulación de presión.
Rendimiento de caldera de calentamiento 90%



Fuente CNE: Coeficiente de autoconsumos en función de presión inicial y final en la regulación de presión.
Rendimiento de caldera de calentamiento 80%



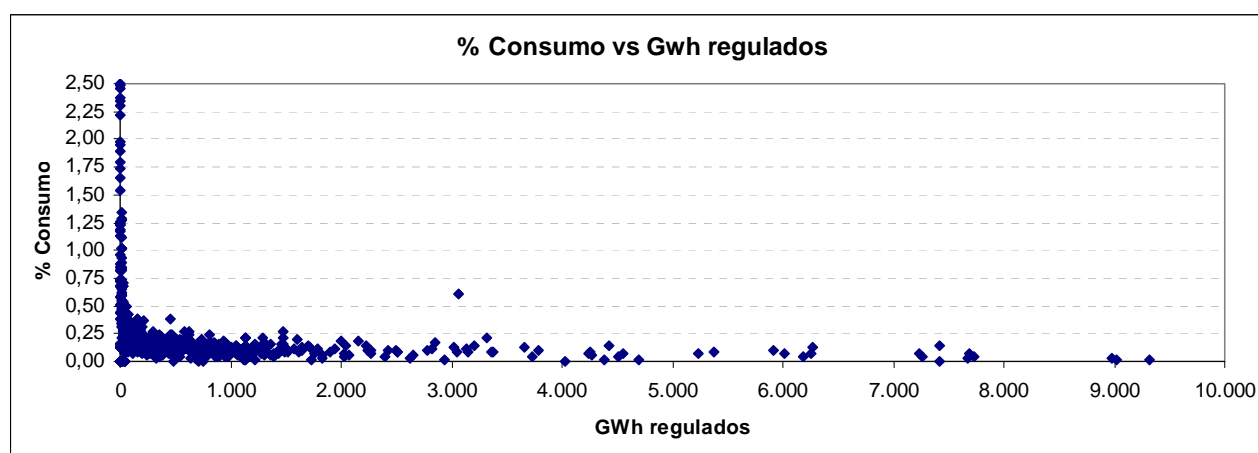
Fuente CNE: Coeficiente de autoconsumos en función de presión inicial y final en la regulación de presión.
Rendimiento de caldera de calentamiento 70%

Dentro de los valores de autoconsumos suministrados por transportistas y distribuidores se observa un nivel de estimación importante de los autoconsumos, exceptuando ENAGAS y Gas de Euskadi Transporte. Obviamente, las casuísticas que transportistas y distribuidores experimentan tendrán hipótesis más o menos restrictivas que las aquí empleadas. En todo caso, se pretende encuadrar el orden de magnitud de dichos autoconsumos con un cálculo teórico no muy restrictivo.

Presión (bar)		Gas Regulado 2002-2004 GWh	Transportistas y Distribuidores	Estimaciones Autoconsumos CNE		
Inicial	Final		% Autoconsumos	% η caldera=90%	% η caldera=80%	% η caldera=70%
80	60	4	0,126	0,045	0,051	0,058
80	16	16.241	0,167	0,140	0,158	0,180
80	4	238	0,126	0,165	0,186	0,212
72	50	43.355	0,025	0,049	0,055	0,063
72	20	2.734	0,109	0,114	0,128	0,146
72	16	416.329	0,105	0,122	0,138	0,157
72	4	554	0,150	0,147	0,165	0,189
60	4	2	0,126	0,120	0,135	0,154
45	16	3.065	0,150	0,077	0,068	0,060
45	4	383	0,150	0,085	0,095	0,109
16	4	1	0,150	0,025	0,028	0,032
Promedio			0,100	0,116	0,130	0,149

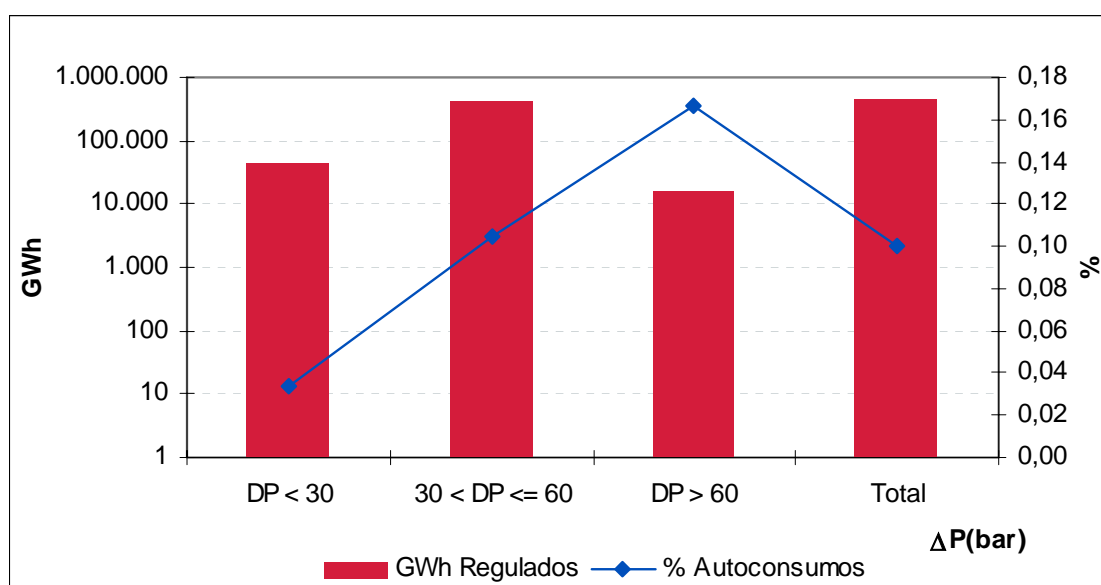
Comparación de los porcentajes de autoconsumos medios para transportistas y distribuidores con las estimaciones de la CNE para cada salto de presión.

La gráfica presentada a continuación muestra como el consumo porcentual en la estación de regulación con calentamiento disminuye cuanto mayor es la cantidad de gas regulado. Este efecto presenta una clara relación con el incremento y desarrollo de las redes de distribución. En el periodo de tiempo en el que madura dicha red, los consumos mínimos para mantener las calderas funcionando se han de repartir entre cantidades de gas inferiores, por lo que consumo unitario es mayor. A medida que se desarrolle la red de distribución alimentada desde la estación de regulación con calentamiento, disminuirán los consumos unitarios.



Autoconsumo en función del gas regulado por la estación. Fuente: Transportistas y distribuidores

Para comprobar la relación entre el salto de presión para el gas regulado y los consumos unitarios por instalación se presenta la siguiente gráfica. Se puede observar como el autoconsumo por GWh laminado es menor en los casos en los que el salto de presión es bajo y aumenta en proporción al mismo. En media, el autoconsumo supone, aproximadamente, el 0,1% del gas regulado.



Gas regulado y % de autoconsumos según el salto de presión que experimenta el gas. Fuente: Transportistas y distribuidores

Rangos Presión	% Autoconsumos
$P \leq 4$	0,15
$4 < P \leq 16$	0,10
$16 < P \leq 60$	0,03
$P > 60$	0,00

Rango de presión destino del gas frente a autoconsumos necesarios en regulación de gas con calentamiento. Fuente: Transportistas y distribuidores

El efecto de la cantidad de gas regulado y el grado de uso de la estación se hará patente con dos ejemplos particulares:

- Para saltos de presión de 12 bar (de 16 a 4 bar), se regularon con calentamiento 1,45 GWh, con un autoconsumo del 0,15% del gas regulado, muy alejado del 0,03% en promedio para esos rangos de presión. Este efecto estará

fundamentalmente motivado por un uso muy bajo respecto a la capacidad de diseño de las estaciones de regulación correspondientes.

- Para saltos de presión en torno a los 55 bar (de 60 a 4 bar), se regularon con calentamiento 46,06 GWh, con un autoconsumo del 0,69%.

Para el periodo 2002-2004, el consumo de gas en calentamiento por regulación ascendió a 484 GWh, para un total de 482.906 GWh regulados, lo que supone un 0,10% en promedio de autoconsumo para la regulación. La distribución para los distintos periodos se puede observar a en la siguiente tabla.

Año	GWh Regulados	GWh Consumidos	% Consumo
2002	150.315	202	0,13
2003	158.644	143	0,09
2004	173.947	139	0,08
TOTAL	482.906	484	0,10

Fuente: Transportistas y Distribuidores

Llama la atención el progresivo descenso del gas consumido a pesar del aumento del gas regulado o laminado, así como del porcentaje que representa el mismo frente al gas laminado. Este efecto se debe entender como una mejora de la eficiencia en el proceso del calentamiento en la regulación.

A diferencia de las estaciones de compresión, cuyos autoconsumos correspondían únicamente a ENAGAS, las estaciones de regulación con calentamiento pertenecen a varios transportistas y distribuidores. El desglose de empresas con los GWh regulados y calentados se muestra en la siguiente tabla.

	GWh Regulados y Calentados	% sobre Total	GWh Consumidos	Autoconsumo Total %
ENAGAS	440.025,5	91,12	452,5	93,60
Gas Euskadi Transporte	37.348,2	7,73	23,3	4,81
Endesa Gas Transportista	3,8	0,00	0,0	0,00
Transportista Regional del Gas	1.278,2	0,26	1,6	0,33
Gas Aragón	207,7	0,04	0,0	0,00
Gas Natural Sdg	4.040,7	0,84	6,1	1,25
CEGAS	1,4	0,00	0,0	0,00
TOTAL	482.905,6	100	483,5	100

Fuente: Empresas reseñadas.

1.4 Fugas de gas no contabilizadas en estaciones de compresión

Las estaciones de compresión son una de las mayores fuentes de emisión de gas natural a la atmósfera dentro de la industria del gas natural en España. Esta relevancia tiene su fundamento en el número elementos, cierres, válvulas, accionamientos neumáticos, pero sobre todo, la existencia de partes móviles como son los compresores, las turbinas o los motores de arranque. La existencia de elementos móviles introduce elementos adicionales de tensión mecánica para las instalaciones, como son las vibraciones y el desgaste de sellos de estanqueidad secos.

El efecto de la vibración contribuye a incrementar el grado de deterioro de las instalaciones, además de aumentar también la tasa de fuga de gas que tendrán los distintos elementos.

El deterioro de los sellos secos en los ejes del compresor (ya sea por vibración o por fricción), permite la fuga de gas en los elementos de compresión.

Por otro lado, el empleo de sellos húmedos con aceite, evita el efecto de desgaste que tienen los sellos secos, pero por otro lado, el aceite empleado en el sello, absorbe gas natural que es liberado a la atmósfera en los filtros de aceite, tratándose de una cantidad de gas nada despreciable.

Estas fugas no son una casuística exclusiva de las estaciones de compresión en el transporte, sino que también afectan a los almacenamientos subterráneos y a la regasificación.

El estudio EPA/GRI de 1996 imputa 67,5 Bscf (21.427 GWh) de emisiones de gas natural en estaciones de compresión por transporte y almacenamiento subterráneo en Estados Unidos para el año 1992. Para compararlo con el caso español se deben detraer de la cantidad anterior 12,3 Bscf de emisiones por almacenamientos subterráneos y 11,4 Bscf por emisiones de gas natural por combustión incompleta (éste gas se incluye en el

apartado de autoconsumos). Así, queda una emisión de gas natural no contabilizada de 43,8 Bscf (13.903 GWh). Estos resultados se alcanzaron para un total de 2.175 estaciones de compresión, lo que se traduce en una emisión media anual no contabilizada de 6,4 GWh de gas natural por estación de compresión.

Valores medios de tasas de emisión ofrecidos por el estudio, dependiendo de las características de la estación se muestran en la siguiente tabla:

Fugas	Cantidad	Unidad
Resto Estación compresión	1.010.720	kWh/estación y año
Compresores		
Alternativos	1.750.740	kWh/compresor y año
Centrífugos	3.489.391	kWh/compresor y año
Venteos	Cantidad	Unidad
Deshidratadores	10.791	kWh/Tm3(n)
Accionamientos neumáticos	51.166	kWh/accionamiento y año
Mantenimiento	1.375.084	kWh/estación y año

Fuente EPA/GRI sobre base de 2.175 estaciones de compresión.

En la actualidad hay 11 estaciones de compresión funcionando en España. La estación, así como el número de compresores y la estimación de fugas de gas natural no contabilizada, con los coeficientes de fuga previos, se detalla en la siguiente tabla.

Estación compresión	Estimación fugas estación kWh/año	nº Turbo-compresores	Estimación fugas compresores kWh/año	Total fugas kWh/año
Tivissa	2.385.804	3	10.468.172	12.853.976
Bañeras	2.385.804	3	10.468.172	12.853.976
Haro	2.385.804	3	10.468.172	12.853.976
Algete	2.385.804	2	6.978.781	9.364.586
Almodovar	2.385.804	3	10.468.172	12.853.976
Sevilla	2.385.804	3	10.468.172	12.853.976
Zamora	2.385.804	3	10.468.172	12.853.976
Paterna	2.385.804	4	13.957.563	16.343.367
Crevillente	2.385.804	2	6.978.781	9.364.586
Almendralejo	2.385.804	5	17.446.953	19.832.758
Córdoba	2.385.804	5	17.446.953	19.832.758
TOTAL	26.243.847	36	125.618.064	151.861.911

* No se incluyeron las fugas por accionamientos neumáticos

Fuente: ENAGAS y CNE. Estimación 2005

Para los accionamientos neumáticos no se dispone de una población que permita calcular una primera estimación. El informe EPA/GRI presenta una media de 40 accionamientos neumáticos por estación. También es lógico que haya mayor cantidad de accionamientos ya que la población de compresores es mucho mayor, al ser gran parte de ellos alternativos. Buscando una población media de accionamientos neumáticos por compresor se tiene un resultado de 10 accionamientos por compresor.

Extrapolando al caso español, si se consideran 40 accionamientos por estación, se tendría una población de 440 accionamientos, con una fuga estimada de 22.513.237 kWh/año de gas natural. Si se consideran los accionamientos por compresor, el resultado sería de 360 accionamientos, con una fuga estimada de 18.419.921 kWh/año de gas natural. Para valorar correctamente estos valores sería necesario censar los accionamientos neumáticos en estaciones de compresión.

1.5 Fugas de gas no contabilizadas en estaciones de regulación y regulación y medida

El estudio EPA/GRI de 1996 imputa 31,23 Bscf (9.852 GWh) de emisiones de gas natural no contabilizadas por estaciones de regulación y regulación y medida en Estados Unidos para el año 1992. El cálculo se efectuó sobre una población de 207.161 estaciones. Esto supone una tasa de fuga media por estación de 47.556 kWh/año y estación. Para la realización del presente estudio no se dispone del número de estaciones de regulación total en España, pero siendo conservadores, se estimarán a la alta, las fugas en estaciones de regulación. Por ello, se considerarán 340 en transporte y 3.000 en distribución.

El estudio EPA/GRI va más allá en sus resultados, ya que discrimina también según el tipo de estación de regulación, diferenciando entre estaciones en cámara y estaciones en superficie. Se diferencia además, según el salto de presión que aplica la estación de regulación. A continuación se muestran los resultados de las tasas de emisión para cada tipo de estación de regulación. Los resultados para estaciones de regulación y medida en cámara fueron extrapolados por la CNE, ya que el informe EPA/GRI no ofrece estas

casuísticas. Afinar el resultado del párrafo anterior implicaría censar las estaciones de regulación convenientemente y aplicarles los coeficientes de tasas de fugas de la tabla.

Tipo de estación	Localización: cámara (i) / exteriores (e)	Salto de presión (bar)		Factor de emisión (kWh/año y estación)
Regulación y medida	e	>	21	496.863
	i			3.990
	e	7	21	264.183
	i			1.174
	e	3	7	11.910
	i			991
	e	<	3	
Regulación	e		21	447.397
	i		21	3.592
	e	7	21	111.918
	i	7	21	497
	e	3	7	2.874
	i	3	7	239
	e	<	3	368

Fuente EPA/GRI 1996 - CNE

Para concluir un resultado aproximado sería necesario censar las estaciones de regulación y regulación y medida de cada transportista y distribuidor, y las características de las mismas (tamaño, número de líneas, etc.). Dado que esto no parece fácil asumirlo en un periodo de tiempo breve, se aproximará, para estaciones de transporte, por su mayor tamaño y ser las que fundamentalmente presentan calentamiento de gas (mayor complejidad) y que muchas, sino la mayoría, se encuentran en locales específicos al efecto, el coeficiente promedio del informe EPA/GRI (47.556 kWh/año y estación). Para distribución se empleará el coeficiente de ERM localizadas en cámara o interiores, con salto de presión superior a 21 bar (3.990 kWh/año y estación).

Con los coeficientes anteriores se extrapolan unos resultados de fugas de gas no contabilizados de 16,2 GWh de gas para estaciones de regulación y medida en transporte y de 12,0 GWh

Estimación fugas no contabilizadas en transporte por ERM

REGULACIÓN Y MEDIDA	Coeficientes	Comentario	Fuente
En cámara o local	47.556	Valor promedio EE.UU. kWh/estación y año	EPA/GRI 1996
Cantidad	340	Estaciones estimadas. Suponiendo que $\Delta P > 21$ bar	
Estimación fugas no contabilizadas	16,2	GWh	

Fuente: CNE

Estimación de fugas no contabilizadas en distribución por ERM

Coeficientes en cámara o local		Comentario	
Reducción presión > 21 bar	3.990	kWh/estación y año	EPA/GRI 1996
7 bar <Reducción presión <= 21 bar	1.174	kWh/estación y año	EPA/GRI 1996
3 bar <Reducción presión <= 7 bar	991	kWh/estación y año	EPA/GRI 1996
	nº	Estaciones estimadas. Considerando todas ERM $\Delta P > 21$ bar y en cámara o local	
nº de estaciones	3.000		
Estimación fugas ER	12,0	GWh	

Fuente: CNE

1.6 Normativa aplicable

La ORDEN ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, en su Artículo 9. “*Retribución a los transportistas por la actividad de gestión de compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas*”, establece un coeficiente de mermas (en concepto de mermas y autoconsumos) en transporte de gas del 0,43% sobre la energía introducida en el sistema, en espera de que se fijen en las normas técnicas del sistema. Dicho coeficiente se mantuvo en la legislación posterior (ORDEN ECO/30/2003, de 16 de enero y la ORDEN ECO/31/2004, de 15 de enero y ORDEN ITC/102/2005, de 28 de enero), hasta la ORDEN ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, en la que se redujo el coeficiente de mermas al 0,35% del gas introducido en el sistema por plantas de regasificación, conexiones internacionales y yacimientos..

La ORDEN ECO/301/2002, en su Artículo 13, “*Retribución de la actividad de suministro a tarifas.*” Establece porcentajes de mermas de distribución (en concepto de mermas y autoconsumos) de gas en redes a presión inferior o igual y superior a 4 bar para 2002, 2%

y 0,39% respectivamente, sobre la energía suministrada a consumidores finales, en espera de la aprobación de las normas técnicas del sistema. Para suministros en redes a presión inferior o igual a 4 bar, el coeficiente de mermas y autoconsumos fue modificado para el año 2005 por la ORDEN ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, que en su Artículo 2 “*Cálculo de la retribución para el año 2005.*”, establece un coeficiente de mermas y autoconsumos para suministros a presión inferior o igual a 4 bar del 1%, manteniendo el coeficiente para suministros en el rango de presión entre 4 y 16 bar en 0,39% y eliminándolo para suministros a presión superior a 16 bar. La anterior disposición de los coeficientes de mermas y autoconsumos en distribución se mantuvieron en la ORDEN ITC/4099/2005, de 27 de diciembre.

El procedimiento de asignación de mermas y autoconsumos no tiene en cuenta qué sujetos, transportistas o distribuidores, efectúan los procesos de compresión y regulación con calentamiento, que son los que acarrear los autoconsumos. Esto implica que transportistas que dispongan de entradas al sistema se les retribuya por los autoconsumos sin tenerlos. Por otro lado, también implica que distribuidores o transportistas que calienten el gas previa a una regulación con destino a otro distribuidor distinto asuman unas mermas por distribución que no les corresponde.

Recientemente, la publicación de las Normas Técnicas de Gestión del Sistema modifica el procedimiento de retribución utilizado hasta el año 2005. Así, en el apartado 2. “*Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista*”, en su apartado 4 “*Requisitos generales para el uso de los gasoductos de las redes de transporte.–Se establecen las siguientes condiciones generales para las redes de transporte:*”

“.....2.4.3 Mermas y autoconsumos.–El operador de transporte asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas desde que éste es aceptado en el punto de entrada de la red de transporte hasta que es entregado en el punto de salida de la red de transporte correspondiente.

En todo caso, de la totalidad del gas entregado por los usuarios en un punto de entrada a las redes de transporte, el transportista titular del gasoducto de entrada al sistema retendrá, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

La totalidad de las mermas retenidas por el conjunto de transportistas en los puntos de entrada al sistema de transporte-distribución a lo largo de un año, deberá ser distribuida entre el conjunto de transportistas.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los transportistas, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.

Inicialmente, el porcentaje actualmente establecido como mermas de transporte, se repartirá en función del número de estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida con calentamiento, y en general todos los transportistas propietarios de gasoductos de transporte, con los siguientes porcentajes:

- *EE.CC.: 80 %.*
- *ERM.: 10 %.*
- *Resto de parámetros (gas vehiculado, volumen geométrico de gasoductos, unidades de medida y otros): 10 %.*

Con carácter general, la asignación de las mermas por compresión y regulación entre transportistas será proporcional al caudal vehiculado por los turbocompresores y por las ERMs de que dispongan.

Una vez conocidos los datos definitivos de las mermas a lo largo del año, el Gestor Técnico del Sistema deberá determinar el volumen de mermas correspondiente a cada transportista y realizar una propuesta de liquidación entre los mismos que comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía antes del 31 de enero del año siguiente. Una vez aprobada, el Gestor Técnico del Sistema procederá a comunicársela a los sujetos implicados, quienes deberán efectuar dicha liquidación en un plazo de 15 días naturales posteriores a la fecha de la comunicación.”

Para distribución, la NGTS establecen:

“2.5 Requisitos generales del uso de las redes de distribución.

2.5.1 Mermas.—El operador de la red de distribución asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en el punto de conexión de la red de transporte con la red de distribución hasta que es entregado en el punto de suministro correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por el transportista para el mercado liberalizado y para el mercado regulado de distribuidores terceros en un punto de entrada a las redes de distribución, el distribuidor retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca en cada momento.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los distribuidores, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.”

1.7 Conclusiones

Como resumen de la información expuesta anteriormente y a la vista de los resultados alcanzados con la información remitida por transportistas y distribuidores se exponen las siguientes conclusiones.

- Los autoconsumos de compresión corresponden al transportista ENAGAS, con un autoconsumo promedio del 0,47% del gas comprimido.
- La tendencia del porcentaje de autoconsumo en compresión será decreciente respecto de las entradas, en la medida en que se incrementen los puntos de entrada de gas al sistema.
- Los autoconsumos de regulación de gas con calentamiento afectan a varios transportistas y distribuidores. El autoconsumo por calentamiento promedio es el 0,1% del gas regulado.
- La tendencia de dicho porcentaje es decreciente en los últimos años (pasa del 0,13% en 2002 al 0,08% en 2004), con una media en el periodo 2002-2004 del 0,1%. No es esperable una reducción significativa del mismo.

1.8 Propuesta de actualización de los coeficientes de mermas y autoconsumos

A estos efectos, se remite a idénticos apartados en los Anexos: “*Estudio de mermas y autoconsumos en redes de distribución*” y “*Estudio de mermas y autoconsumos en gasoductos de transporte*”.



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección Mercado de Gas

ANEXO V: ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS.

30 de enero de 2006

ÍNDICE

1	Estudio de mermas y autoconsumos en almacenamientos subterráneos de gas natural	1
1.1	Balances de gas natural.....	4
1.2	Resultado de los balances físicos	6
1.2.1	Estimación de autoconsumos en la inyección.....	8
1.3	Estimación de fugas no contabilizadas en almacenamientos subterráneos.....	14
1.4	Normativa aplicable.....	14
1.5	Conclusiones.....	14

1 ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL

El objeto del presente estudio es caracterizar las mermas y autoconsumos habidos en las instalaciones de almacenamiento subterráneo del Sistema Gasista Español: Gaviota y Serrablo.

El gas natural se trata de un combustible que puede permanecer almacenado, en principio, por tiempo indefinido. La exploración, producción y el abastecimiento de gas natural (ya sea en forma gaseosa, como en GNL) desde las zonas de producción a las de consumo necesitan de un tiempo físicamente necesario para desarrollar tales operaciones, sin tener en cuenta, otras circunstancias, como instalaciones fuera de servicio o condiciones climatológicas severas que puedan hacer peligrar el abastecimiento.

Tradicionalmente, el gas natural se trata de un combustible de uso estacional, debido, fundamentalmente, a su uso como combustible para calefacción en el sector doméstico comercial en la temporada invernal. Los sectores industrial y de generación eléctrica demandan, por el contrario, un suministro estable a lo largo del año.

Teniendo en cuenta los criterios de seguridad de suministro, de estacionalidad de demanda, unida a la estacionalidad de los precios del combustible, se justifica la utilización de los almacenamientos subterráneos en el Sistema Gasista Español.

Hay tres tipos de almacenamientos subterráneos:

- Antiguos yacimientos de gas (Serrablo y Gaviota) o de petróleo.
- Acuíferos.
- Estructuras salinas.

GAVIOTA	
Gas disponible	1.347 millones de m ³ (n)
Gas inmovilizado	1.135 millones de m ³ (n)
TOTAL	2.482 millones de m³ (n)
Inyección máxima	4,5 millones de m ³ (n)/día
Producción máxima	5,7 millones de m ³ (n)/día

Fuente: ENAGAS

SERRABLO	
Gas disponible	775 millones de m ³ (n)
Gas inmovilizado	280 millones de m ³ (n)
TOTAL	1.055 millones de m³ (n)
Inyección máxima	3,8 millones de m ³ (n)/día
Producción máxima	6,8 millones de m ³ (n)/día

Fuente: ENAGAS

Los cuadros anteriores muestran las capacidades útiles y de gas colchón de los dos almacenamientos subterráneos, hasta la fecha, del Sistema Gasista Español.

La utilización de antiguos yacimientos de gas facilita el empleo de dichas estructuras geológicas como almacenamientos subterráneos, ya que se trabaja sobre una estructura de características conocidas, se pueden emplear parte de los equipos usados en la extracción, necesitan nula o poca inyección de gas colchón, al disponer del gas no extraíble de la estructura para dicho fin.

La formación geológica que alberga el almacenamiento subterráneo presenta dos características principales: porosidad y permeabilidad.

La porosidad está relacionada con la capacidad de almacenamiento que tendrá la instalación, siendo mayor cuanto mayor sea la citada propiedad. La permeabilidad está relacionada con las posibilidades (tasa o ratio) de inyección/extracción que presente la infraestructura. A mayor permeabilidad, mayores caudales de gas natural se podrán inyectar / extraer de la misma.

Otro factor que afecta a la operativa de la infraestructura es el volumen de gas de trabajo que alberga la infraestructura en el momento en el que se realiza una operación de inyección o extracción:

- Para el ciclo de inyección de gas, se requiere menos trabajo de compresión de gas cuando la instalación está vacía que cuando la instalación presenta tasas altas de llenado, para las que los compresores deben superar un importante salto de presión (este hecho se demuestra en las estimaciones de autoconsumos efectuadas en el presente estudio).
- En el ciclo de extracción, la situación es inversa, ya que para tasas altas de llenado el gas sale a presión, pero cuando el gas almacenado se acerca al límite del gas colchón, pudiera ser incluso necesaria la actuación de elementos (compresores) de aspiración.

Las necesidades energéticas que se derivan de la operativa de inyección y extracción se satisfacen con el uso de medios mecánicos alimentados de parte del gas natural se que trasiega. En concreto:

- Compresores de inyección/extracción: suministran el salto de presión necesario desde el gasoducto de conexión del almacenamiento subterráneo con la red general básica.
- Calderas de calentamiento y deshidratación, en las que, tras la extracción del gas se elimina la humedad que pudiera tomar el gas durante su estancia en el almacenamiento y se acondiciona su temperatura para su introducción en la red general básica de gasoductos.

Las operaciones citadas conllevan necesariamente un consumo energético ineludible, que dependiendo del momento en el que se encuentre el ciclo de inyección / extracción presentarán distintos consumos. Como ejemplo basta tomar una inyección al comienzo de dicho ciclo. Para esta inyección, el salto de presiones a vencer será pequeño. En cambio, introducir una cantidad equivalente de gas al final del ciclo de inyección supondría un salto de presión muy superior, con el consiguiente incremento de consumo en la

instalación. Este efecto se podrá comprobar en el apartado de estimación de autoconsumos.

1.1 Balances de gas natural

Se procederá a analizar la realidad de los balances físicos habidos en los almacenamientos subterráneos españoles durante el periodo de tiempo que abarca los años 2002, 2003 y 2004.

Para ello, se presentan los balances físicos de cada instalación, facilitados por ENAGAS, por separado, y el agregado de los mismos.

Los balances de energía incluyen los siguientes conceptos:

- Entradas de gas (E).
- Salidas de gas (S).
- Variación de almacenamiento operativo (ΔAO).
- Autoconsumos (A).
- Merms aparentes (M).

Los valores de todos los conceptos, salvo el de merms aparentes, proceden de las lecturas de las correspondientes unidades de medida, cuando no ha sido posible las empresas han facilitado valores estimados para permitir cuantificar el gas almacenado, recibido, consumido o suministrado. El balance se cierra de acuerdo con el siguiente procedimiento:

$$\mathbf{M = E - S - \Delta AO - A}$$

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
TOTAL AA.SS	Inyecciones	9.570	9.015	12.387	30.972
	Extracciones	6.685	10.889	13.383	30.957
	Variación Almacenamiento Operativo	2.635	-2.128	-1.325	-818
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	249	254	329	833
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Inyecciones	2,61	2,82	2,66	2,69
	Autoconsumos	249	254	329	833
	% Autoconsumos vs Inyecciones	2,61	2,82	2,66	2,69
	Mermas Aparentes	0	0	0	0
	% Mermas Aparentes vs Inyecciones	0,00	0,00	0,00	0,00

Balance físico de gas en el conjunto de los almacenamientos subterráneos. Fuente: ENAGAS

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
AA.SS: GAVIOTA	Inyecciones	5.633	4.714	6.931	17.278
	Extracciones	4.963	6.783	6.432	18.178
	Variación Almacenamiento Operativo	501	-2.219	289	-1.429
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	170	151	209	530
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Inyecciones	4,31	3,50	3,84	3,87
	Autoconsumos	170	151	209	530
	% Autoconsumos vs Inyecciones	4,31	3,50	3,84	3,87
	Mermas Aparentes	0	0	0	0
	% Mermas Aparentes vs Inyecciones	0,00	0,00	0,00	0,00

Balance físico de gas en el almacenamiento subterráneo de Gaviota. Fuente: ENAGAS

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
AA.SS: SERRABLO	Inyecciones	3.937	4.301	5.456	13.693
	Extracciones	1.722	4.106	6.951	12.779
	Variación Almacenamiento Operativo	2.134	92	-1.614	612
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	80	104	120	303
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Inyecciones	2,02	2,41	2,19	2,21
	Autoconsumos	80	104	120	303
	% Autoconsumos vs Inyecciones	2,02	2,41	2,19	2,21
	Mermas Aparentes	0	0	0	0
	% Mermas Aparentes vs Inyecciones	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura 2: Balance físico de gas en el almacenamiento subterráneo de Serrablo. Fuente: ENAGAS

1.2 Resultado de los balances físicos

Se considera que no son calculables las mermas aparentes para la actividad de almacenamiento subterráneo puesto que las mismas únicamente se pondrían de manifiesto con el conocimiento, lo mas exacto posible, de las cantidades de gas contenidas en el almacenamiento subterráneo en un momento dado. Las estimaciones del gas contenido en un almacenamiento subterráneo habitualmente se realizan por métodos de estimación indirectos, cuyo grado de precisión no es adecuado al objeto que se persigue en este caso. Por dichos motivos se asigna valor cero a las mermas aparentes para la actividad de almacenamiento subterráneo.

Como ya se comentó con anterioridad, los autoconsumos en la inyección de gas natural en el almacenamiento subterráneo están motivados por el accionamiento de los grupos turbo-compresores que proporcionen el salto de presión necesario al gas. El consumo de la maquinaria de accionamiento va a depender del momento en el que se encuentre el ciclo de llenado y de las características físicas (porosidad y, sobre todo, permeabilidad) de la estructura geológica.

En la siguiente tabla se presenta la evolución de los autoconsumos medios habidos en la inyección en los años 2002, 2003 y 2004, para cada almacenamiento subterráneo (sin distinguir entre distintos pozos) y para el conjunto de los almacenamientos subterráneos del sistema.

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN AA.SS.

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Mermas Aparentes	0	0	0	0
Gaviota	0	0	0	0
Serrablo	0	0	0	0
Autoconsumos	249	254	329	833
Gaviota	170	151	209	530
Serrablo	80	104	120	303
Mermas y Autoconsumos	249	254	329	833
Gaviota	170	151	209	530
Serrablo	80	104	120	303

Autoconsumos en la inyección sobre gas neto inyectado. Fuente ENAGAS

En términos generales, los autoconsumos de inyección aumentaron desde los 249 GWh en el año 2002 a los 329 GWh del año 2004, suponiendo un total de 833 GWh para el periodo 2002-2004. Individualizando por almacenamiento, el que registró mayor consumo fue el de Gaviota, con 530 GWh, mientras que Serrablo registró 303 GWh de autoconsumos.

Atendiendo a los porcentajes de autoconsumo, el promedio para el periodo 2002-2004 se situó en el 2,69%. Por almacenamientos, Gaviota registró un porcentaje de autoconsumos del 3,07% del gas inyectado, mientras que Serrablo se situó en el 2,21%. Estos porcentajes varían ligeramente año a año. El motivo de esta variación se basa en los diferentes ciclos de inyección que pudieran registrar las instalaciones en ese periodo. Cada ciclo de inyección va a tener un autoconsumo característico en función de las presiones al inicio y final del ciclo, y las propias características técnicas de la instalación.

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN AA.SS.

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Gas inyectado	9.570	9.015	12.387	30.972
Gaviota	5.633	4.714	6.931	17.278
Serrablo	3.937	4.301	5.456	13.693
Mermas Aparentes	0	0	0	0
Autoconsumos	249	254	329	833
Gaviota	170	151	209	530
Inyección	149	129	193	470
Extracción	21	22	17	60
Serrablo	80	104	120	303
Inyección	79	100	117	2.195
Extracción	1	4	3	7
Total Autoconsumos	249	254	329	833
% Autoconsumos/gas inyectado	2,61	2,82	2,66	2,69
Gaviota	3,01	3,19	3,02	3,07
Inyección	2,64	2,73	2,78	2,72
Extracción	0,37	0,46	0,24	0,34
Serrablo	2,02	2,41	2,19	2,21
Inyección	2,01	2,32	2,14	16,03
Extracción	0,01	0,09	0,05	0,05

Las necesidades energéticas en la extracción vienen dadas, fundamentalmente, por la eliminación de la humedad que adquiere el gas dentro del almacenamiento subterráneo. A priori, al tratarse de un almacenamiento off-shore, las necesidades de autoconsumos por deshidratación deberían ser superiores en el almacenamiento de Gaviota. Los resultados ofrecidos por ENAGAS así lo indican, con un autoconsumo en extracción promedio del 0,34% para Gaviota, mientras que para Serrablo se sitúa en apenas el 0,05%.

1.2.1 Estimación de autoconsumos en la inyección

Para caracterizar los autoconsumos por inyección de gas natural en las instalaciones de almacenamiento subterráneo se simularon los emplazamientos de Gaviota y Serrablo en base a las siguientes hipótesis:

- Presión del gasoducto de transporte en boca del almacenamiento subterráneo (presión de aspiración) de 50 bar.

- La presión que se debe vencer en la compresión en cada momento es proporcional al grado de llenado del almacenamiento (50 bar suponen almacenamiento sin gas útil, sólo con gas colchón). Si se considerase una presión umbral mínima, el resultado sería sensiblemente superior. A tenor de los resultados, no parece que sea el caso.
- La presión máxima de llenado es 200 bar.
- Se consideró un rendimiento del motor o turbina que mueve al compresor del 30% y 35%.
- No se consideró el gas consumido en falsos arranques de los equipos, ni venteos por despresurización de los mismos.
- Para cada año (2002-2004), se considera que el almacenamiento se llena desde un volumen de gas que corresponde al almacenamiento operativo a 1 de enero menos el gas extraído en ese año. Como tope de llenado se considera la anterior cantidad incrementada en el volumen inyectado (esta estimación supone un valor mínimo del autoconsumo, ya que el ciclo de extracción e inyección no tienen porqué ser del todo continuos).
- Los autoconsumos vienen calculados en función de la inyección neta.
- La composición del gas empleado en la simulación es, íntegramente, metano.

Con estas hipótesis se pretende llegar a una estimación que permita, en orden de magnitud, aproximarse al caso real, siendo un valor mínimo dentro de las posibles casuísticas, ya que no se consideran los arranques en falso de turbinas y motores, así como operaciones de venteo por despresurización y mantenimiento de equipos. Para englobar estas casuísticas se tomarán unos rendimientos de compresión relativamente conservadores.

GAVIOTA	2002	2003	2004
Base de llenado (kWh)	7.780.323.567	6.460.637.321	4.592.498.508
Base de llenado (bar)	125	112	94
Tope de llenado (kWh)	13.413.601.404	11.175.053.623	11.523.183.607
Tope de llenado (bar)	179	158	161

Fuente: CNE

GAVIOTA				
η motor=35%		2002	2003	2004
Estimación autoconsumos kWh	η compresor=70%	133.871.323	109.103.514	163.904.589
	η compresor=60%	156.178.633	127.283.603	191.268.579
	η compresor=50%	187.438.373	173.371.728	229.477.014
	Autoconsumos inyección kWh	148.823.396	128.697.104	192.588.164

Fuente: CNE. Comparación autoconsumos producidos en inyección en AA.SS con estimaciones CNE.
 Rendimiento turbinas 35%

GAVIOTA				
η motor=30%		2002	2003	2004
Estimación autoconsumos kWh	η compresor=70%	156.183.210	127.287.433	191.222.021
	η compresor=60%	182.208.406	148.497.536	223.146.675
	η compresor=50%	218.678.101	202.267.016	267.723.183
	Autoconsumos inyección kWh	148.823.396	128.697.104	192.588.164

Fuente: CNE. Comparación autoconsumos producidos en inyección en AA.SS con estimaciones CNE.
 Rendimiento turbinas 30%

SERRABLO	2002	2003	2004
Base de llenado (kWh)	4.360.459.424	4.111.624.895	1.358.328.378
Base de llenado (bar)	123	119	73
Tope de llenado (kWh)	8.296.996.598	8.412.555.895	6.814.179.858
Tope de llenado (kWh)	189	191	164

Fuente: CNE

SERRABLO				
η motor=35%		2002	2003	2004
Estimación autoconsumos kWh	η compresor=70%	78.976.626	86.573.525	97.459.060
	η compresor=60%	92.146.412	101.009.127	113.693.372
	η compresor=50%	110.581.884	121.198.992	136.417.729
	Autoconsumos inyección kWh	79.163.237	99.686.067	116.761.086

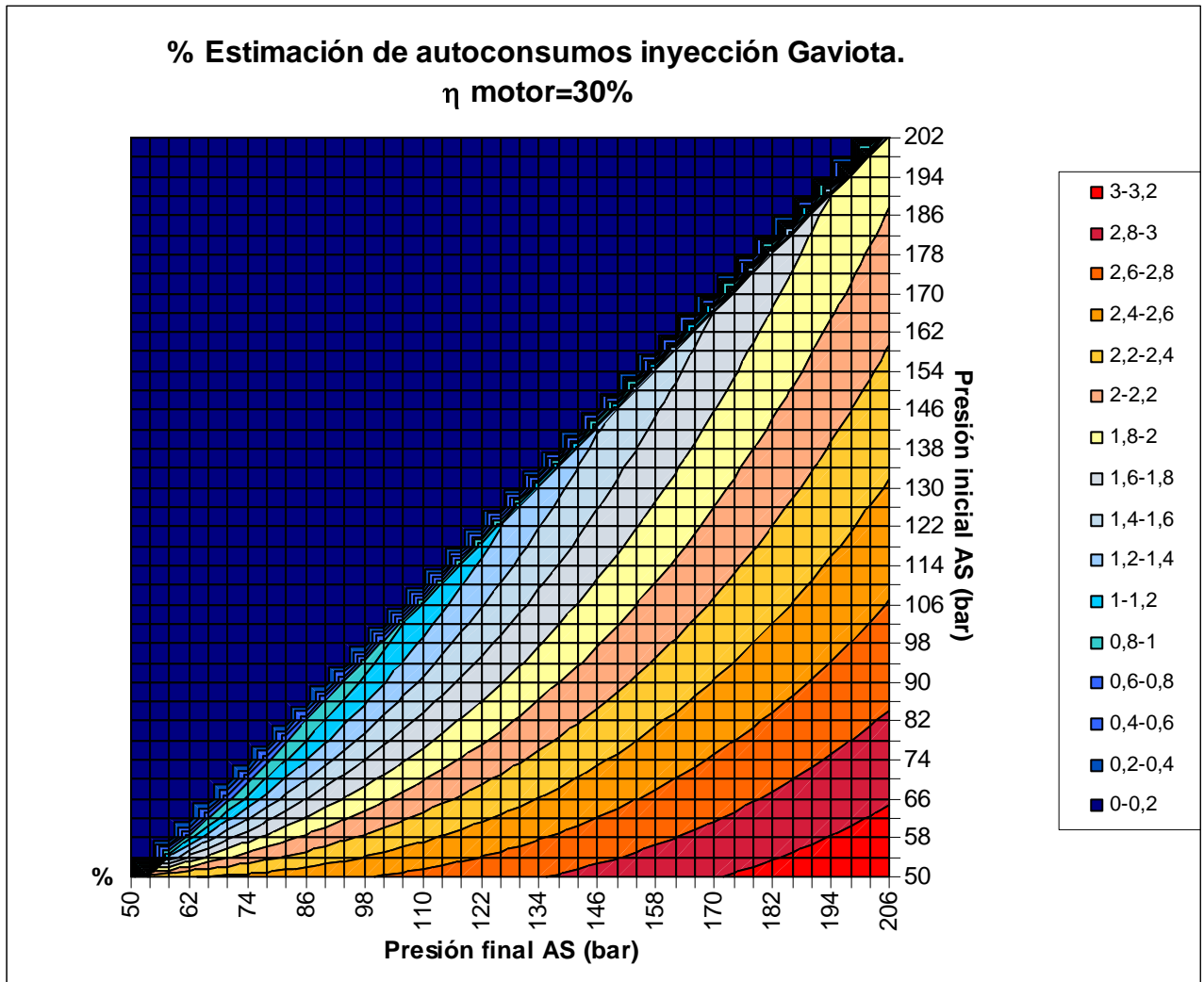
Fuente: CNE. Comparación autoconsumos producidos en inyección en AA.SS con estimaciones CNE.
 Rendimiento turbinas y motores 35%

SERRABLO				
η motor=30%		2002	2003	2004
Estimación autoconsumos kWh	η compresor=70%	92.139.397	101.002.445	113.702.236
	η compresor=60%	107.504.147	117.843.982	132.642.267
	η compresor=50%	129.012.198	141.398.824	159.154.018
	Autoconsumos inyección kWh	79.163.237	99.686.067	116.761.086

Fuente: CNE. Comparación autoconsumos producidos en inyección en AA.SS con estimaciones CNE.
 Rendimiento turbinas y motores 30%

Si se considera un rendimiento de compresor del 60%-70% (en su punto óptimo, el rendimiento del compresión podría llegar al 85%) y de turbina-motor del 30%-35%, las casuísticas de autoconsumos quedan perfectamente comprendidas en los cuadros anteriores. En el almacenamiento de Gaviota, al actuar grupos turbocompresores, los rendimientos probables de la motorización estarían en el entorno del 35%. En el caso de Serrablo, al existir motocompresores, el rendimiento puede ser algo inferior, por lo que el caso más probable es un rendimiento de motorización del 30%. Posibilidades de mejorar los rendimientos en la compresión vendrían derivados de un acoplamiento óptimo entre turbina y compresor.

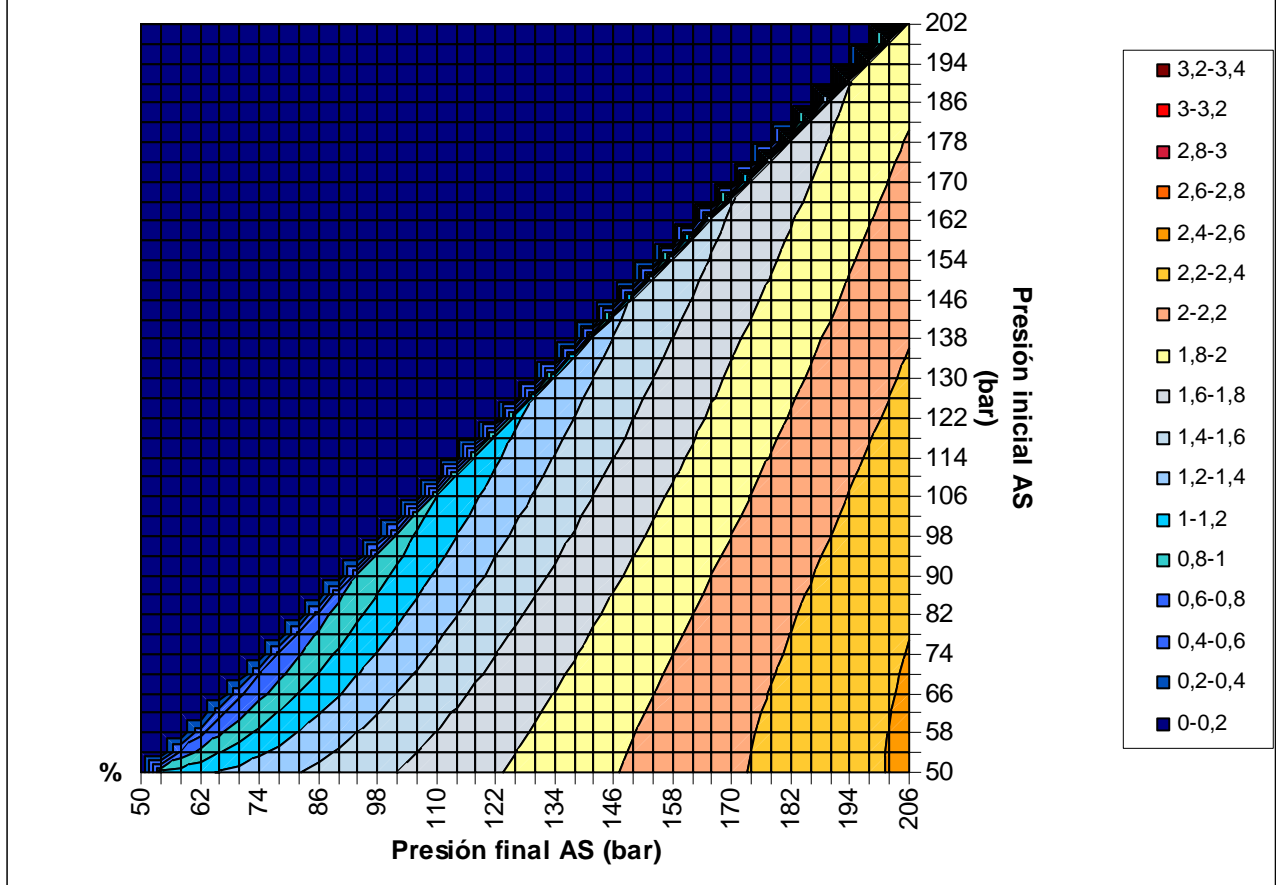
El porcentaje de autoconsumos según la presión al inicio de la inyección en el almacenamiento (eje vertical), y la presión al final de la misma (eje horizontal) se presenta en el siguiente gráfico. Los colores representan el porcentaje de autoconsumos.



Fuente: CNE. Porcentaje de autoconsumos de inyección en el almacenamiento subterráneo de Gaviota según la presión al inicio de la inyección y al final de la misma en el interior del almacenamiento.

Para interpretar el mapa de colores previo para el almacenamiento subterráneo de Gaviota se propone el siguiente ejemplo: se pretende inyectar unos 1.600 GWh de gas en el mismo de forma que la presión inicial en el almacenamiento, antes de inyectar este gas es de 90 bar. La inyección de esta cantidad de gas supondría un incremento de presión de unos 16 bar, con lo que la presión final es de 106 bar. Para determinar el autoconsumo promedio en esta operación se debe localizar 106 bar en el eje horizontal y 90 en el vertical y verificar el resultado en la escala graduada de colores. En este caso, el resultado es, aproximadamente, un 1,3% del gas que se pretende inyectar (1,28% del gas bruto a inyectar).

% Estimación de autoconsumos inyección Serrablo.
 η motor=35%



Fuente: CNE. Porcentaje de autoconsumos de inyección en el almacenamiento subterráneo de Serrablo según la presión al inicio de la inyección y al final de la misma en el interior del almacenamiento.

Planteando idéntico ejemplo, para interpretar el mapa de colores, en Serrablo que en Gaviota, la inyección de 1.600 GWh en Serrablo suponen un incremento de presión de unos 27 bar, con lo que la presión final sería de unos 117 bar. El resultado de autoconsumo sobre el gas neto inyectado es, aproximadamente, el 1,4% del gas a inyectar neto (1,38% del gas bruto a inyectar), ligeramente superior al caso de Gaviota.

Lo que queda patente es la gran variabilidad que presentan los coeficientes de autoconsumos en la inyección, ya que dependiendo del momento en el que se encuentre el ciclo de llenado del almacenamiento. Éstos van a incrementarse según avanza el grado de llenado del almacenamiento.

1.3 Estimación de fugas no contabilizadas en almacenamientos subterráneos

Con la información disponible no se puede cuantificar el nivel de fugas de gas no contabilizada en instalaciones de regasificación. Por ello, a diferencia de los sistemas de transporte o distribución, no se ofrecerá una estimación de las fugas de gas no contabilizado en Almacenamientos subterráneos.

1.4 Normativa aplicable

La ORDEN ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, en su Artículo 9. “Retribución a los transportistas por la actividad de gestión de compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas”, establece un coeficiente de mermas (en concepto de mermas y autoconsumos) en almacenamientos subterráneos del 2,11% en espera de que se fijen en las normas técnicas del sistema. Dicho coeficiente se ha mantenido en la normativa posterior (ORDEN ECO/30/2003, de 16 de enero; ORDEN ECO/31/2004, de 15 de enero, ORDEN ITC/102/2005, de 28 de enero e ORDEN ITC/4099/2005, de 27 de diciembre).

1.5 Conclusiones.

A la vista de los balances remitidos por ENAGAS, los cálculos y comparativas elaborados con la información recibida, y teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la física de las instalaciones, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Dadas las características de las instalaciones y las condiciones particulares que va a suponer la existencia de distintos ciclos de inyección en cada año, parece complicado asignar un coeficiente definitivo de mermas y autoconsumos a estas instalaciones.

- El actual nivel de mermas y autoconsumos reconocido en la normativa vigente (2,11% del gas inyectado) resulta insuficiente con las características de los almacenamientos disponibles y los ciclos de llenado que han experimentado (el coeficiente registrado en el periodo 2002-2004 supuso un 2,69% del gas inyectado)
- Los coeficientes de autoconsumos de inyección no son homogéneos año a año, y su valor va a depender del ciclo de llenado al que se someta el almacenamiento. Por tanto, se propone actualizar dicho coeficiente de forma anual para cada una de las instalaciones existentes.



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección Mercado de Gas

ANEXO VI: ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN.

30 de enero de 2006

ÍNDICE

1	Estudio de mermas y autoconsumos en plantas de regasificación de gas natural.....	1
1.1	Balances de gas natural.....	2
1.2	Resultado de los balances físicos de energía	5
1.3	Estimación de fugas de gas no contabilizadas en plantas de regasificación	7
1.4	Normativa aplicable.....	8
1.5	Conclusiones.....	9

1 ESTUDIO DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL

El objeto del presente estudio es caracterizar las mermas y autoconsumos que se producen en las plantas de regasificación del Sistema Gasista Español. En concreto se analizarán los balances de energía de las plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva, pertenecientes a ENAGAS, para el periodo que comprende los años 2002-2004. La planta de regasificación de Bilbao, propiedad de Bahía Bizkaia Gas quedó fuera del estudio por la circunstancia particular de iniciar servicios comerciales en diciembre de 2003. Motivo éste por el que sólo facilitaron información del funcionamiento de la planta para el segundo semestre del año 2004 y primero de 2005, periodo de tiempo que parece corto para los objetivos que se planteaban en principio.

Las plantas de regasificación de GNL constituyen puntos de entrada para el gas natural al sistema de transporte y distribución (T&D). En ellas se produce la recepción y almacenamiento de GNL necesario para abastecer el Mercado Español de gas natural. Al mismo tiempo, constituyen el punto de partida de camiones cisterna de GNL que suministran a redes de distribución o consumidores cualificados que, por su situación geográfica, no disponen de suministro de gas natural canalizado desde los gasoductos de transporte.

La planta de regasificación, dentro de su operación normal tiene unas necesidades energéticas que pueden ser satisfechas de distintas maneras. En muchos de los casos, como recurso energético se recurre al mismo gas natural que dispone la planta. Éste es el caso de los compresores de boil-off, vaporizadores de combustión, generadores eléctricos de emergencia, etc.

En cambio, hay determinadas operaciones que pueden dar lugar a pérdidas energéticas no aprovechables (al contrario de los ejemplos del párrafo anterior). Éste es el caso de los venteos por antorcha, por lo que se pierde todo el gas que no se pueda recuperar a través del compresor de boil-off.

1.1 Balances de gas natural.

A continuación se procederá a analizar los balances físicos de gas resultantes de las plantas de regasificación de GNL de Barcelona, Cartagena y Huelva, así como un balance agregado de regasificación del sistema. El periodo a estudiar abarca los años 2002, 2003 y 2004. Los resultados que se alcancen serán representativos de plantas de regasificación antiguas. Incluir plantas modernas, como la de BBG, en los resultados no fue posible, por la imposibilidad de dicha empresa de proporcionar la información solicitada en el periodo considerado.

Los balances de energía incluyen los siguientes conceptos:

- Entradas de gas (E).
- Salidas de gas (S).
- Variación de almacenamiento operativo (ΔAO).
- Autoconsumos (A).
- Mermas aparentes (M).

Los valores de todos los conceptos, salvo el de mermas aparentes, proceden de las lecturas de las correspondientes unidades de medida, cuando no ha sido posible las empresas han facilitado valores estimados para permitir cuantificar el gas almacenado, recibido, consumido o suministrado. El concepto de mermas aparentes surge del intento de cierre de balance para una instalación determinada. Dentro de este concepto se incluyen las posibles fugas de gas no cuantificadas, los errores de medición en el gas recibido o entregado, el gas no medido, por necesidades técnicas, etc.

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
REGASIFICACIÓN ENAGAS	Entradas	151.303	169.321	175.961	496.586
	Descargas GNL en plantas de regasificación	151.303	169.321	175.961	496.586
	Salidas	148.514	168.113	174.460	491.087
	Gas Regasificado	137.692	157.373	159.392	454.458
	Cargas GNL a buques	2.168	75	3.662	5.905
	GNL cargado en cisternas Mercado Liberalizado	5.568	8.218	9.269	23.055
	GNL cargado en cisternas Mercado Tarifas	3.086	2.447	2.136	7.669
	Variación de Almacenamiento Operativo	735	165	51	951
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	1.635	854	1.182	3.671
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Entradas	1,08	0,50	0,67	0,74
	Total Autoconsumos	764	498	453	1.715
	Autoconsumos	345	309	185	838
	Venteos	419	189	269	877
	% Total Autoconsumos vs Entradas	0,50	0,29	0,26	0,35
	Mermas Aparentes	1.290	545	997	2.833
	% Mermas Aparentes vs Entradas	0,85	0,32	0,57	0,57

Balance físico de gas total plantas de regasificación. Fuente ENAGAS

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
REGASIFICACIÓN BARCELONA	Entradas	70.882	71.963	79.948	222.793
	Descargas GNL en plantas de regasificación	70.882	71.963	79.948	222.793
	Salidas	69.872	71.247	79.315	220.435
	Gas Regasificado	66.747	67.642	75.275	209.665
	Cargas GNL a buques	0	0	0	0
	GNL cargado en cisternas Mercado Liberalizado	2.638	3.222	3.669	9.530
	GNL cargado en cisternas Mercado Tarifas	487	383	370	1.240
	Variación de Almacenamiento Operativo	59	198	-128	129
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	951	518	761	2.229
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Entradas	1,34	0,72	0,95	1,00
	Total Autoconsumos	566	201	277	1.044
	Autoconsumos	214	47	54	315
	Venteos	352	154	223	729
	% Total Autoconsumos vs Entradas	0,80	0,28	0,35	0,47
	Mermas Aparentes	385	316	484	1.185
	% Mermas Aparentes vs Entradas	0,54	0,44	0,61	0,53

Balance físico de gas en el la planta de regasificación de Barcelona. Fuente ENAGAS

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
REGASIFICACIÓN CARTAGENA	Entradas	44.811	59.430	61.998	166.239
	Descargas GNL en plantas de regasificación	44.811	59.430	61.998	166.239
	Salidas	43.366	59.276	61.649	164.291
	Gas Regasificado	40.070	55.099	57.275	152.445
	Cargas GNL a buques	266	0	0	266
	GNL cargado en cisternas Mercado Liberalizado	1.579	3.017	3.432	8.029
	GNL cargado en cisternas Mercado Tarifas	1.451	1.159	942	3.552
	Variación de Almacenamiento Operativo	719	-14	-184	522
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	725	168	533	1.426
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Entradas	1,02	0,23	0,67	0,64
	Total Autoconsumos	146	213	133	491
	Autoconsumos	79	183	108	369
	Venteos	67	30	25	122
	% Total Autoconsumos vs Entradas	0,21	0,30	0,17	0,22
	Mermas Aparentes	579	-45	400	934
	% Mermas Aparentes vs Entradas	0,82	-0,06	0,50	0,42

Balance físico de gas en el la planta de regasificación de Cartagena. Fuente ENAGAS

GWh		2002	2003	2004	Total 2002-2004
REGASIFICACIÓN HUELVA	Entradas	35.610	37.929	34.015	107.554
	Descargas GNL en plantas de regasificación	35.610	37.929	34.015	107.554
	Salidas	35.276	37.590	33.495	106.361
	Gas Regasificado	30.875	34.632	26.841	92.348
	Cargas GNL a buques	1.902	75	3.662	5.639
	GNL cargado en cisternas Mercado Liberalizado	1.351	1.978	2.168	5.496
	GNL cargado en cisternas Mercado Tarifas	1.149	905	824	2.877
	Variación de Almacenamiento Operativo	-44	-19	363	300
	Mermas Aparentes y Autoconsumos	378	358	158	894
	% Mermas Aparentes y Autoconsumos vs Entradas	0,53	0,50	0,20	0,40
	Total Autoconsumos	52	84	44	180
	Autoconsumos	52	79	23	154
	Venteos	0	5	21	26
	% Total Autoconsumos vs Entradas	0,07	0,12	0,06	0,08
	Mermas Aparentes	326	274	114	714
	% Mermas Aparentes vs Entradas	0,46	0,38	0,14	0,32

Balance físico de gas en el la planta de regasificación de Huelva. Fuente ENAGAS

1.2 Resultado de los balances físicos de energía

Para el conjunto de las plantas de regasificación, las mermas aparentes y autoconsumos se sitúan en el 0,92% en el periodo 2002-2004 (40.548 GWh sobre 496.586 GWh descargados). Por plantas, la que mayor porcentaje de mermas aparentes y autoconsumos registra es la de Barcelona, con el 1%. Cartagena y Huelva presentan 0,86% y 0,83% respectivamente.

Respecto a las mermas aparentes, se sitúan en un promedio del 0,57% del gas descargado para el conjunto de las plantas y el periodo considerado. El volumen de mermas aparentes en 2002-2004 es 2.833 GWh. Los porcentajes de cada planta oscilan entre el 0,66% de Huelva y 0,53% de Cartagena.

Los autoconsumos totales registrados suponen 1.715 GWh, lo que representan el 0,35% del gas descargado entre los años 2002 a 2004. Los porcentajes de autoconsumos para cada planta varían desde el 0,17% de Huelva, 0,30% de Cartagena y 0,47% de Barcelona.

En el conjunto de los años, se observa que, tanto mermas aparentes como autoconsumos disminuyen desde los valores de 2002 a los de 2004 (de 0,85% a 0,57% en mermas aparentes y de 0,50% a 0,26% en autoconsumos).

Dentro del concepto de autoconsumos se incluyeron las fugas o venteos controlados. El gas venteado pudo serlo debido a diversos motivos, como necesidades técnicas o de operación, indisponibilidad del compresor de boil-off, puesta en frío de nuevas instalaciones asociadas a la planta, etc.

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS Y AUTOCONSUMOS EN REGASIFICACIÓN

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Gas introducido	151.303	169.321	175.961	496.586
Barcelona	70.882	71.963	79.948	222.793
Cartagena	44.811	59.430	61.998	166.239
Huelva	35.610	37.929	34.015	107.554
Mermas Aparentes	1.290	545	997	2.833
Barcelona	385	316	484	1.185
Cartagena	579	-45	400	934
Huelva	326	274	114	714
Autoconsumos	764	498	453	1.715
Barcelona	566	201	277	1.044
Cartagena	146	213	133	491
Huelva	52	84	44	180
Total Mermas y Autoconsumos	2.054	1.043	1.451	4.548
Barcelona	951	518	761	2.229
Cartagena	725	168	533	1.426
Huelva	378	358	158	894
% Mermas Aparentes	0,85	0,32	0,57	0,57
Barcelona	0,54	0,44	0,61	0,53
Cartagena	1,29	-0,08	0,65	0,56
Huelva	0,92	0,72	0,33	0,66
% Autoconsumos	0,50	0,29	0,26	0,35
Barcelona	0,80	0,28	0,35	0,47
Cartagena	0,33	0,36	0,21	0,30
Huelva	0,15	0,22	0,13	0,17
% Total/gas introducido	1,36	0,62	0,82	0,92
Barcelona	1,34	0,72	0,95	1,00
Cartagena	1,62	0,28	0,86	0,86
Huelva	1,06	0,94	0,46	0,83

Fuente: CNE y ENAGAS

Es llamativo, para la planta de Cartagena en el año 2003 el resultado de unas mermas aparentes negativas. Este resultado carece de significado físico, y debe ser achacable a deficiencias en la medición con los subsistemas frontera (transporte y buques metaneros). Por ello, para retribuir las mermas en las distintas actividades, parece conveniente efectuar un balance global del sistema, ya que ofrecerá un resultado con mayor significación, al eliminar mediciones frontera entre distintos subsistemas que pueden provocar el efecto desplazar las mermas.

Otro efecto observado es la representatividad que tiene los balances de energía en regasificación el gas venteado. Así como en otras actividades el gas venteado representa cantidades insignificantes respecto a los autoconsumos, en el caso de la regasificación, los venteos contienen una parte muy representativa de los autoconsumos, al suponer, aproximadamente, el 50% de los mismos en el periodo 2002-2004.

EVOLUCIÓN DE LOS VENDEOS EN REGASIFICACIÓN

GWh	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Gas descargado	151.303	169.321	175.961	496.586
Barcelona	70.882	71.963	79.948	222.793
Cartagena	44.811	59.430	61.998	166.239
Huelva	35.610	37.929	34.015	107.554
Gas Venteado	419	189	269	877
Barcelona	352	154	223	729
Cartagena	67	30	25	122
Huelva	0	5	21	26
% Venteos	0,28	0,11	0,15	0,18
Barcelona	0,50	0,21	0,28	0,33
Cartagena	0,15	0,05	0,04	0,07
Huelva	0,00	0,01	0,06	0,02

Fuente: CNE y ENAGAS

Además, se observan diferencias notables entre los venteos registrados en las plantas, ya que por ejemplo, Barcelona registra un 0,33% sobre las descargas, mientras que en Huelva representan el 0,02%.

Con la información disponible para la realización del presente informe no se puede distinguir si los venteos están motivados a circunstancias excepcionales, como la puesta en frío de equipos, o a operación normal de la planta.

1.3 Estimación de fugas de gas no contabilizadas en plantas de regasificación

Con la información disponible no se puede cuantificar el nivel de fugas de gas no contabilizada en instalaciones de regasificación. Por ello, a diferencia de los sistemas de

transporte o distribución, no se ofrecerá una estimación de las fugas de gas no contabilizado en plantas de regasificación.

Si se dispusiese de dicha información, se podría cuantificar un nivel mínimo de mermas para cada instalación y permitiría justificar un coeficiente definitivo de mermas y autoconsumos que obviase las deficiencias que se producen en la medición.

1.4 Normativa aplicable.

La ORDEN ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, en su Artículo 9. “*Retribución a los transportistas por la actividad de gestión de compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas*”, establece un coeficiente de mermas (en concepto de mermas y autoconsumos) en plantas de regasificación del 0,5% del GNL descargado en espera de que se fijen en las normas técnicas del sistema. Dicho coeficiente se ha mantenido en la normativa posterior (ORDEN ECO/30/2003, de 16 de enero; ORDEN ECO/31/2004, de 15 de enero, ORDEN ITC/102/2005, de 28 de enero), hasta la ORDEN ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, en la que se redujo el coeficiente de mermas al 0,45% del GNL descargado.

Para la regasificación las Normas de Gestión Técnica del Sistema establecen:

2.6 Requisitos generales del uso de las plantas de regasificación de GNL .

2.6.4 Mermas y autoconsumos.– El operador de la planta de regasificación de GNL asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en los puntos de descarga de buques hasta que es entregado en el punto de conexión correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por los sujetos en el punto de descarga de buques, el operador retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones realizará los estudios de seguimiento de la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación.

El Gestor Técnico del Sistema propondrá antes del 15 de octubre de cada año, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos. Si la cantidad propuesta fuera modificada respecto a la vigente en ese momento, el cambio propuesto deberá ser justificado adecuadamente.

1.5 Conclusiones.

A la vista de los balances remitidos por ENAGAS, los cálculos y comparativas elaborados con la información recibida, y teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la física de las instalaciones, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El nivel detectado de mermas aparentes en plantas de regasificación supone el 0,57% de las descargas, y el de autoconsumos el 0,35% de las mismas. De esta forma, el coeficiente global de mermas aparentes y autoconsumos en regasificación se sitúa en el 0,92% de las descargas de GNL en las mismas.
- Para eliminar el efecto de mediciones frontera entre distintos subsistemas y concretar un resultado de mermas aparentes detectadas para el global del sistema, parece conveniente efectuar un balance agregado entre distintas actividades (regasificación, transporte, distribución y almacenamientos subterráneos).
- Se destaca la magnitud que suponen los venteos en regasificación frente al global de autoconsumos, suponiendo un 50% del total.
- Los resultados obtenidos caracterizan el funcionamiento de plantas de regasificación relativamente antiguas. Para plantas de características técnicas más avanzadas no se dispuso de información para la elaboración del presente informe.



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección Mercado de Gas

ANEXO VII: UNIDADES DE MEDIDA Y PROCEDIMIENTOS

30 de enero de 2006

ÍNDICE

INDICE	1
1 Medida del gas	1
1.1 Unidades de medida.	1
1.1.1 Tamaños normalizados G	3
1.1.2 Dinámicas (Rangos de Caudal)	3
1.1.3 Errores permitidos.....	3
1.1.3.1 Contadores de membrana	4
1.1.3.2 Contadores de pistones rotativos	4
1.1.3.3 Contadores turbina	5
2 Parque de unidades de medida en España.....	6
2.1 Unidades de medida en salidas de gasoductos de transporte	6
2.2 Unidades de medida en salidas de redes de distribución	8
2.2.1 Unidades de medida en salidas de redes de distribución con presión inferior o igual a 4 bar.....	8
2.2.2 Unidades de medida en salidas de redes de distribución con presión superior a 4 bar.	11
3 Procedimientos de corrección de la medida.....	12
3.1 Procedimientos de cálculo del factor de compresibilidad.....	16
3.1.1 Método AGA.....	17
3.1.2 Método SGERG	18
4 Cálculo de consumos	18
5 Otras medidas	20
6 Fugas en unidades de medida	21
7 Conclusiones.....	23
8 Propuesta de retribución por unidades de medida	¡Error! Marcador no definido.

1 MEDIDA DEL GAS

Tras la observación de los balances de energía en los distintos subsistemas del Sistema de Gas Español, se pone de relevancia la importancia que tiene el hecho de una correcta medición para una imputación adecuada de las mermas.

Para caracterizar la medición hay dos factores de importancia que la afectan: los aparatos empleados y los procedimientos de corrección de la misma.

1.1 Unidades de medida.

El tipo de aparato de medida, tamaño, dinámica, antigüedad, rango de presión etc., son características que van a afectar a las cualidades de un aparato para efectuar una determinada medición. Así, por ejemplo, aparatos pequeños, por mera física no podrán cuantificar caudales de gas grandes. Por otro lado, aparatos de medida capaces de cuantificar grandes caudales de gas presentan deficiencias en la medición cuando el caudal que los atraviesa es pequeño. Es también influyente el procedimiento físico en el que se basa la medición, que para distintos rangos de caudal puede ser distinto.

Según la propiedad del gas que se trate medir, se puede distinguir los siguientes tipos de contadores:

- Volumétricos.
- No volumétricos
- Másicos

Los contadores volumétricos son aparatos que miden volúmenes cíclicos que pasan por el contador. Dan sus resultados en unidades de volumen (m^3). Contadores de estas características son los contadores de membrana y los de pistones rotativos.

Los contadores no volumétricos miden otras magnitudes físicas, como velocidades, presiones, o frecuencias proporcionales al caudal. El resultado de las medidas son

unidades de volumen (m^3). Contadores no volumétricos son, por ejemplo, los contadores de turbina o los ultrasónicos.

Los contadores máscicos no efectúan una medida directa de las masas de gas circulante sino que la calculan a partir de medidas de parámetros proporcionales a la misma. Los resultados de la medida se expresan en unidades de masa (kg). Ejemplos de los mismos son los contadores térmicos o de efecto coriolis.

Los contadores más utilizados en Europa son los de tipo membrana, pistones rotativos, turbina y deprimógenos.

Los contadores de membrana básicamente se utilizan para aplicaciones domésticas y comerciales, aunque también en la industria para el caso de pequeños caudales y presiones. Por el contrario, los contadores rotativos y de turbina quedan reservados para la medición de consumos industriales y en los puntos de transferencia de gas.

Los contadores deprimógenos (placa-orificio) han ido cediendo su empleo a los contadores de turbina, estando ya prácticamente en desuso en Europa, aunque no en América, donde son todavía ampliamente empleados.

Los contadores ultrasónicos se hallan en expansión, sobre todo para grandes caudales (por ejemplo en estaciones transfronterizas), y básicamente en los EEUU, hallándose en curso su aceptación en Europa.

La conversión de la medida del elemento de medida primario a un valor numérico de lectura en el totalizador puede ser efectuada mediante transmisión mecánica para los contadores de membrana, pistones y turbina.

Como consecuencia de necesidades técnicas de normalización y metrológicas legales, existen una serie de características y condiciones que definen el marco de funcionamiento de los contadores de gas. Entre otras, se consideran a continuación las referentes a tamaños, errores permitidos y dinámicas.

1.1.1 Tamaños normalizados G

Para el caso de los contadores aceptados de membrana, pistones rotativos y turbina, la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML - Organisation Internationale de la Métrologie Légale) propuso una clasificación de tamaños en función del caudal máximo que el contador podía medir, los calibres G, que es la habitualmente utilizada.

Cada tamaño de contador presenta un 60% más de capacidad respecto del tamaño inmediatamente inferior. El número que sigue a la letra G es el caudal medio de diseño (caudal nominal) del contador en m^3/h , y que es aproximadamente el 60% del caudal máximo. El valor de caudal máximo se hace corresponder con el nominal del tamaño siguiente.

Los contadores varían entre tamaños G-1,5 ($2,5 \text{ m}^3/\text{h}$) y G-25.000 ($40.000 \text{ m}^3/\text{h}$).

1.1.2 Dinámicas (Rangos de Caudal)

La dinámica de un contador, o el rango de caudales de funcionamiento, es la relación entre el caudal mínimo y el caudal máximo, entre los cuales el contador mide con errores inferiores a los permitidos.

Dinámicas 1:20, 1:80, 1:150, etc., que equivale a decir que el contador medirá los caudales comprendidos entre el 100 % de su $Q_{\text{máx}}$ y el 5%, el 1,25%, el 0,67%, etc. del mismo, con errores inferiores a los máximos permitidos.

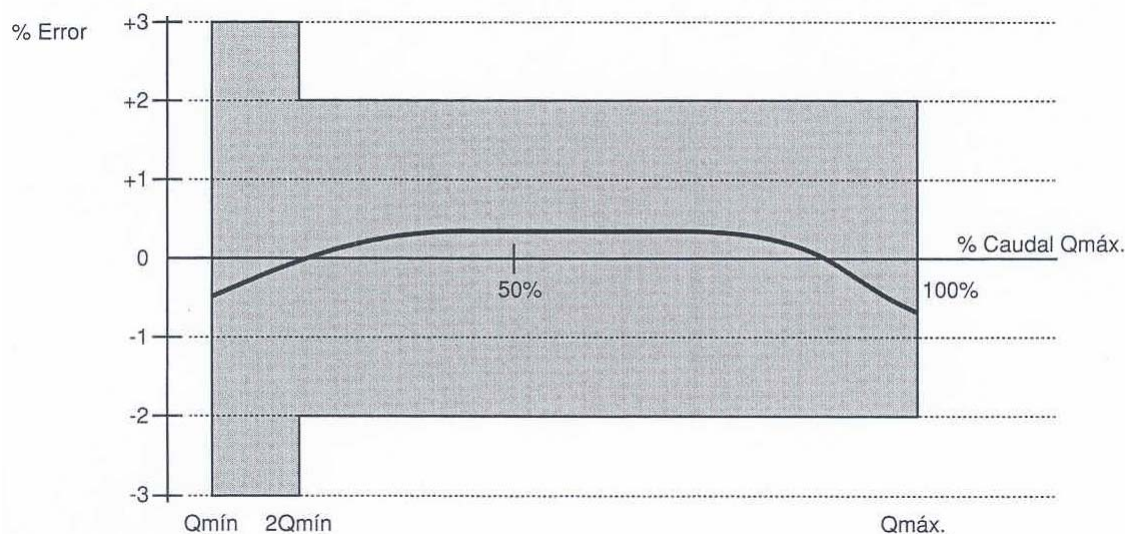
1.1.3 Errores permitidos

Para cada uno de los tipos de contadores metrológicamente aceptados (membrana, turbina y pistones rotativos), la normativa de aceptación de modelo correspondiente, limita los errores máximos permitidos en los distintos intervalos de funcionamiento.

1.1.3.1 Contadores de membrana

- Norma de aplicación: UNE-EN 1359 Contadores de gas. Contadores de volumen de gas de membranas deformables.
- Cubren un campo de caudales hasta 160 m³/h, y 1 bar de presión de servicio.
- Errores máximos permitidos:

Caudal (m ³ /h)	Error inicial máximo permitido
$Q_{\min} \leq Q < 0,1 Q_{\max}$	$\pm 3\%$
$0,1 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$	$\pm 1,5\%$



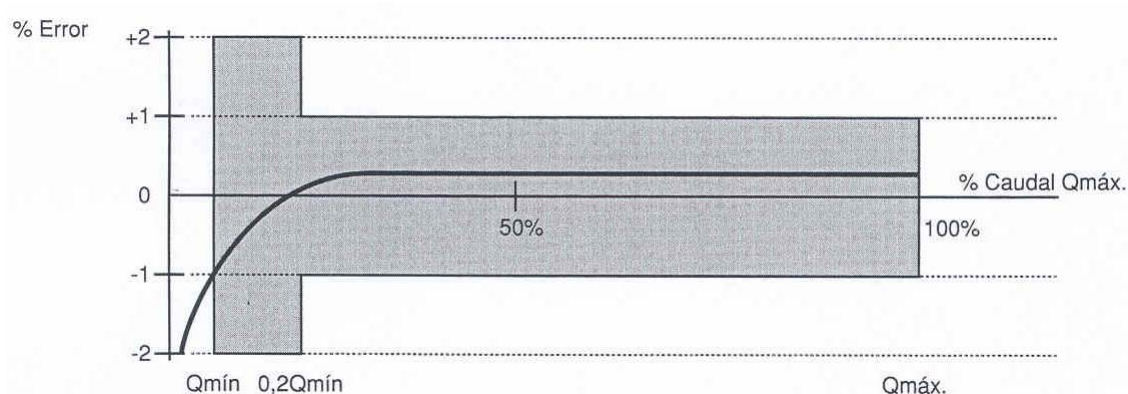
Curva de error típica para contadores de membrana.

1.1.3.2 Contadores de pistones rotativos

- Norma de aplicación: UNE-EN 12480
- Cubre un campo de caudales hasta 6.500 m³/h, y la presión de servicio que indique el fabricante.
- Errores máximos permitidos:

Caudal (m ³ /h)	Error inicial máximo permitido
$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	±2%
$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	±1%

Siendo Q_t un caudal de transición que varía en función de la dinámica que presente el contador.



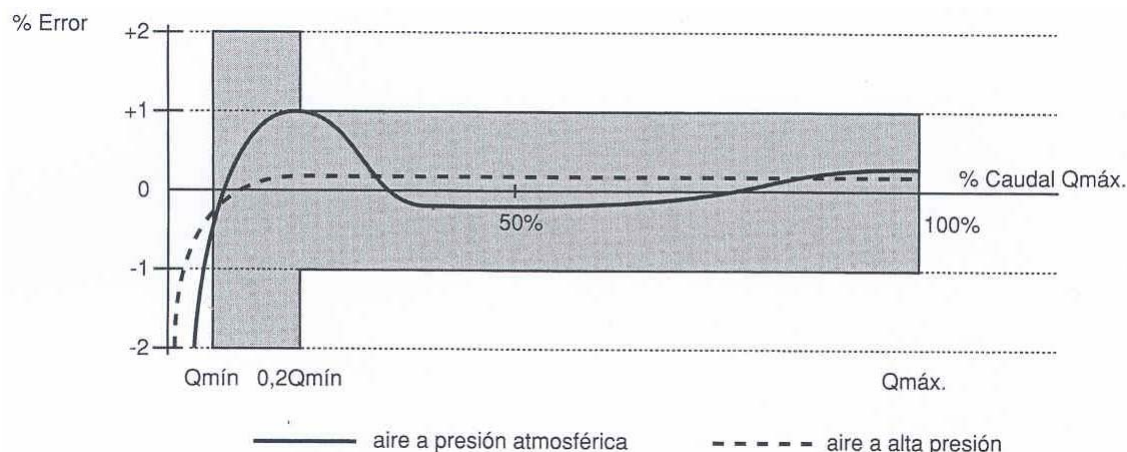
Curva de error típica para contadores de pistones rotativos.

1.1.3.3 Contadores turbina

- Norma de aplicación: UNE-EN 12261
- Cubre un campo de caudales hasta 25.000 m³/h, y 420 bar de presión de servicio
- Errores máximos permitidos:

Caudal (m ³ /h)	Error inicial máximo permitido
$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	±2%
$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	±1%

Siendo Q_t un caudal de transición que varía en función de la dinámica que presente el contador.



Curva de error típica para contadores de turbina.

2 PARQUE DE UNIDADES DE MEDIDA EN ESPAÑA

Con la información remitida por las empresas se ha procedido a estudiar el parque de contadores instalado en España por nivel de presión. Dadas las dificultades que se observaron en los distintos agentes para la remisión de la información, las cifras mostradas se limitan a información referente a finales de 2004 e inicios de 2005, al ser los datos enviados que presentan menor grado de estimación y mayor porcentaje de cumplimentación.

Se distinguieron únicamente dos niveles de presión en distribución: presión inferior o igual a 4 bar y presión superior a 4 bar.

Para el transporte, la gran mayoría de suministros se efectúa a presión superior a 60 bar, por lo que se prefirió analizar la información enviada de forma global, sin diferenciar por rangos de presión.

2.1 Unidades de medida en salidas de gasoductos de transporte

La información que se presenta incluye los contadores en unidades de salida de gasoductos de transporte para el año 2004. Es decir, se incluyen las unidades de medida de ERM y EM con destino a otros transportistas o distribuidores, además de los suministros efectuados a consumidores finales desde los gasoductos de transporte.

Las unidades de medida son propiedad del transportista que opera los gasoductos, con la excepción de los suministros a consumidores finales, en los que la propiedad de dicha unidad corresponde al consumidor final.

El tipo de contador empleado, en la práctica totalidad de las unidades de medida en transporte, es el de turbina.

Otra característica de estas unidades de medida, es la presencia de corrector en la practica totalidad de las mismas.

En la siguiente tabla se expresa la composición del parque de unidades de medida según rangos de tamaño.

Tamaño de contador		
Rango	Nº	%
<= G100	71	11
G100 < Tamaño <= G1000	403	65
> G1000	144	23
Total	618	100

Fuente: transportistas.

El parque de contadores instalado en las salidas de los gasoductos presenta una edad inferior a 10 años en un 79% de las unidades existentes. Entre 10 y 20 años de antigüedad se encuentra el 16% de las unidades de medida, mientras que el 5% restante tiene una edad comprendida entre los 20 y 30 años.

Antigüedad del parque de contadores		
Rango	Nº	%
<=10 años	488	79
10<Antigüedad<=20 años	97	16
20<Antigüedad<=30 años	33	5
>30 años	0	0
Total	618	100

Fuente: transportistas.

2.2 Unidades de medida en salidas de redes de distribución

Como se comentó con anterioridad, se procedió a diferenciar dos rangos de presión: presión inferior o igual a 4 bar y presión superior a 4 bar. Esta diferenciación en sólo dos rangos hubo de hacerse en base a que la información proporcionada por los distribuidores no poseía mayor grado de desagregación.

Las unidades de medida en redes con presión inferior o igual a 4 bar corresponden a consumos del mercado doméstico comercial en su mayor parte. Por el contrario, las unidades de medida en redes a presión superior a 4 bar corresponden a suministros industriales.

2.2.1 Unidades de medida en salidas de redes de distribución con presión inferior o igual a 4 bar.

Para caracterizar las unidades de medida en el rango de presión inferior o igual a 4 bar se emplearon las siguientes características:

- Propiedad de la unidad de medida: distribuidor / consumidor
- Tipo de contador empleado
- Tamaño del contador
- Presencia de corrector de medida
- Antigüedad del parque de contadores.

Que la propiedad de la unidad de medida corresponda al distribuidor puede implicar que esas unidades se encuentren sometidas a planes de muestreo, mantenimiento, renovación, etc. En media, el 83% de las unidades de medida pertenecen al distribuidor, aunque el porcentaje puede variar mucho de un distribuidor a otro.

El tipo de contador empleado es característico del consumo involucrado para dicha unidad de medida. También va a ser característico el error permitido para cada tipo de contador. Los consumos grandes necesitarían de un contador de turbina, mientras que los

pequeños consumos se miden con contadores de membrana. En la siguiente tabla se puede observar el uso de unos u otros contadores. El tipo de contador “otros”, corresponde, fundamentalmente a contadores de pistones rotativos.

Tipo de contador	Propiedad		Total	% vs Total
	Nº	Distribuidor		
Turbina	1.690	386	2.076	0
Membrana	4.638.859	986.042	5.624.900	99
Otros	39.898	2.676	42.574	1
Total	4.680.447	989.104	5.669.551	100

Fuente: Distribuidores y CNE.

El 99% de las unidades de medida en redes de baja presión son contadores de membrana, utilizados comúnmente para los consumos doméstico-comerciales. Los contadores de turbina en estas redes de distribución se usan en su mayoría para unidades de medida entre distintas redes, dado el volumen de gas trasegado, o para consumidores industriales conectados a las mismas.

El tamaño del contador es también característico del consumo. Los tamaños menores corresponden a usos doméstico-comerciales, mientras que los tamaños mayores corresponden a consumidores industriales y/o salidas a otras redes de distribución.

Tamaño de contador	Propiedad		Total	% vs Total
	Nº	Distribuidor		
<= G10	4.646.827	981.189	5.628.016	99
G10<tamaño<=G100	31.893	7.546	39.438	1
> G100	1.728	369	2.097	0
Total	4.680.447	989.104	5.669.551	100

Fuente: Distribuidores y CNE.

Se observa que el 99% de los contadores tienen un tamaño inferior al G10. Entre G10 y G100 hay aproximadamente un 1% de contadores, mientras que por encima de dicho tamaño, el porcentaje es despreciable, aunque hay casi 2.100 unidades de medida con tamaño superior a G100.

Es clara también la correspondencia entre las tablas de tamaño de contador y tipo de contador: los tamaños grandes corresponden a contadores de tipo turbina, mientras que

los de tamaño intermedio son de pistones rotativos. Los contadores de tamaños inferiores a G10 son contadores de membrana en la mayoría de casos.

Disponer de corrector anexo al aparato de medida es una característica que va a redundar en la calidad de la medida final en energía. En el rango de presión inferior a 4 bar, la presencia de corrector es escasa, y su presencia estará limitada a grandes consumidores industriales o a estaciones de regulación y medida.

Presencia de corrector	Propiedad		Total	% vs Total
	Distribuidor	Consumidor		
Nº				
Sin corrector	4.680.435	989.078	5.669.512	100
Con corrector	12	26	38	0
Total	4.680.447	989.104	5.669.551	100
% vs Total	83	17		

Fuente: Distribuidores y CNE.

La antigüedad del aparato de medida va a ser otro parámetro que va a influir en la calidad de la misma. Con el paso del tiempo el aparato perderá tanto precisión como estanqueidad. Dentro del parque de aparatos de medida a presión inferior a 4 bar en España, el 67% de los mismos tiene una edad inferior a 10 años, y el 25% entre 10 y 20 años. Diferenciando según la propiedad del aparato de medida, en el caso del distribuidor, el 68% de los contadores tienen menos de 10 años, mientras que si la propiedad es del consumidor, el porcentaje es del 65%. En cambio, para antigüedad superior a 20 años, el distribuidor presenta el 8% de su parque en ese rango, mientras que los consumidores tienen presentan 6%. Para antigüedades superiores a 30 años, únicamente los distribuidores poseen unidades de medida, en un porcentaje del 4% sobre el total.

Antigüedad del contador	Propiedad				Total	% vs Total
	Distribuidor	% Distribuidor	Consumidor	% Consumidor		
Nº						
<=10 años	3.162.386	68	611.010	65	3.773.463	67
10<Antigüedad<=20 años	1.142.357	24	270.935	29	1.413.317	25
20<Antigüedad<=30 años	199.164	4	58.252	6	257.420	5
>30 años	176.540	4	0	0	176.544	3
Total	4.680.447	100	940.197	100	5.620.743	

Fuente: Distribuidores y CNE.

2.2.2 Unidades de medida en salidas de redes de distribución con presión superior a 4 bar.

Los comentarios del rango de presión inferior o igual a 4 bar son también válidos para presiones superiores a 4 bar.

La propiedad de las unidades de medida, al contrario que en el caso anterior, es mayoritaria del consumidor 95%.

Nº	Propiedad		Total	% vs Total
	Distribuidor	Consumidor		
Sin corrector	127	2.001	2.128	37
Con corrector	188	3.500	3.688	63
Total	315	5.501	5.816	100
% vs Total	5	95		

Fuente: Distribuidores y CNE.

También es mayoritaria la presencia de corrector junto a las unidades de medida, ya que el 63% de las mismas dispone de él. Este aspecto es lógico ya que los volúmenes de gas en los suministros son grandes.

En este rango de presión, al tratarse de suministros de industriales, los contadores son adecuados a volúmenes de gas altos. Por ello, los contadores de tipo turbina representan el 52% de las unidades de medida instaladas; y los de pistones rotativos (“otros”) el 33%.

Nº	Tipo de contador		Total	% vs Total
	Sin corrector	Con corrector		
Turbina	1.089	1.962	3.051	52
Membrana	329	524	853	15
Otros	710	1.202	1.912	33
Total	2.128	3.688	5.816	100

Fuente: Distribuidores y CNE.

Respecto al tamaño de los contadores, los contadores con tamaño inferior o igual a G10 son minoritarios (apenas 1%), mientras que los contadores de tamaño superior a G100 representan el 53%.

Tamaño de contador				
Nº	Sin corrector	Con corrector	Total	% vs Total
<= G10	28	40	68	1
G10 < Tamaño <= G100	999	1.639	2.638	45
> G100	1.101	2.009	3.110	53
Total	2.128	3.688	5.816	100

Fuente: Distribuidores y CNE.

La antigüedad de los aparatos de medida, en el 73% de los casos, es inferior a 10 años, mientras que el 23% tienen una edad comprendida entre 10 y 20 años. Los porcentajes son similares si se considera la inclusión de corrector en el aparato de medida o no.

Antigüedad del contador						
Nº	Sin corrector	% Sin corrector	Con corrector	% Con corrector	Total	% vs Total
<=10 años	1.577	74	2.695	73	4.346	73
10<Antigüedad<=20 años	472	22	870	24	1.364	23
20<Antigüedad<=30 años	65	3	101	3	169	3
>30 años	14	1	22	1	37	1
Total	2.128	100	3.688	100	5.916	

Fuente: Distribuidores y CNE.

3 PROCEDIMIENTOS DE CORRECCIÓN DE LA MEDIDA

Conocidos los volúmenes de gas medidos, se ha de proceder a transformar los mismos en masa y finalmente en energía.

La masa que atraviesa el contador depende de la presión y la temperatura a la que lo hace. A mayor presión, mayor densidad de gas, y por tanto, mayor masa. La temperatura tiene el efecto contrario: a mayor temperatura, la densidad del gas es menor y con ello su masa (para idéntica presión).

La energía contenida en una masa de gas es directamente proporcional al poder calorífico superior del gas.

Es necesario un sistema que permita la transformación de la medida en volumen del gas (volumen bruto medido por el contador), a unas condiciones de referencia que representen la misma cantidad de gas (volumen corregido). Las condiciones de referencia

se vinculan a una presión y temperatura únicas. Internacionalmente se han venido utilizando dos condiciones de referencia:

- Condiciones estándar: $P_0 = 1,01325 \text{ bar}$, $T_0 = 15^\circ\text{C}$ (285,15 K)
- Condiciones normales: $P_0 = 1,01325 \text{ bar}$, $T_0 = 0^\circ\text{C}$ (273,15 K)

En España las condiciones de referencia legales son las normales.

El proceso de transformación de volúmenes medidos a las condiciones de referencia se efectúa a través de la ecuación de los gases ideales.

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_0 \cdot V_0}{T_0} = Cte$$

Con lo que el volumen estimado en las condiciones de referencia sería:

$$V_c = V_b \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T}$$

Siendo:

- V_b : volumen bruto registrado por la unidad de medición.
- V_c : volumen corregido.
- P : presión del gas medido.
- T : temperatura del gas medido.
- P_0 y T_0 : Presión y temperatura de referencia.

La ley de los gases ideales tiene un rango de aplicación pequeño, ya que su validez se limita a bajas presiones y a temperaturas próximas a la temperatura ambiente.

Como el procedimiento de corrección mediante la ley de los gases perfectos es de sencilla aplicación, para solventar las imprecisiones en el uso de dicha fórmula, se introduce el factor de compresibilidad. Se trata de un factor que compara el

comportamiento real del gas con el que tendría si fuese un gas perfecto. Es decir, es el valor por el que hay que multiplicar el volumen de un gas para que las fórmulas anteriores sigan siendo válidas.

$$V_c = V_b \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{Z_0}{Z}$$

- Z_0 : factor de compresibilidad del gas en las condiciones normales de referencia.
- Z : factor de compresibilidad en condiciones de medición.

Para el gas natural distribuido en España, a 4 bar $Z_0/Z=1,0104$, lo que representa un error a la baja del 1% si no se utiliza el factor de compresibilidad. A 40 bar, el error sería del 11%.

La presión de suministro (P) es la suma de la presión manométrica y la presión atmosférica en el punto de suministro.

$$P = P_{atm} + P_m$$

- P_{atm} : Presión atmosférica
- P_m : Presión manométrica (presión relativa de suministro).

La presión manométrica se obtiene como resultado de una medición de campo de las condiciones de suministro de gas.

La presión atmosférica, puede vincularse a la altitud del municipio donde se encuentre el punto de suministro en la siguiente forma:

$$P_{atm} = 1,01325 - k \times A$$

A: Altitud en metros del municipio donde se encuentre situado el punto de suministro, según los organismos Oficiales de Estadística de las Comunidades Autónomas

correspondientes (si la Comunidad Autónoma no publica estos valores, se utilizan los del Instituto Geográfico Nacional).

$$k \left[\frac{\text{bar}}{\text{m}} \right] = \frac{g \times d}{100.000}$$

- g: Aceleración estándar de la gravedad (m/s^2)
- d: Densidad aire (ISO 6976) interpolada a la temperatura del gas

Este procedimiento de cálculo de la presión atmosférica, incluido en los Protocolos de Detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista extrapola las condiciones de una atmósfera de presión a nivel del mar a suministros independientemente de las condiciones climatológicas que se registren. Presenta el riesgo de aplicar una presión atmosférica irreal a las condiciones climatológicas de cada momento.

Para considerar condiciones meteorológicas más próximas se podría emplear la siguiente ecuación:

$$P_{atm} = P_{atm_referencia} \times e^{-\frac{g}{R \times T_{referencia}} \times (A - A_{referencia})}$$

$P_{atm_referencia}$: Presión atmosférica de referencia.

$T_{referencia}$: Temperatura de referencia en Kelvin.

$A_{referencia}$: Altitud de referencia sobre el nivel del mar sobre la que se toma medición de la presión y temperatura de referencia.

e: número "e", base de los logaritmos neperianos.

R: constante de gas ideal para el aire (287 kJ/kg y K).

Este procedimiento necesita de una temperatura y una presión de referencia, que pueden ser tomadas de estaciones meteorológicas del Instituto Meteorológico Nacional. Estas presiones y temperaturas son válidas para un determinado área de influencia al realizar el cálculo. Se toma la temperatura de referencia como constante en el cálculo, pero al ser

una variable que varía poco con la altitud (1° C cada 200 m de altura), su influencia en el resultado es limitada. Este procedimiento se presupone más fiable que el previo al acercar la referencia de presión al punto de suministro. Los procedimientos de cálculo actuales permiten emplear el procedimiento propuesto con gran sencillez.

Otro procedimiento con mayor fiabilidad que los dos previos deriva de la aplicación de la siguiente fórmula.

$$P_{atm} = P_{atm_referencia} \times \left(\frac{T_{referencia} + \gamma \times A_{referencia} - \gamma \times A}{T_{referencia}} \right)^{\frac{g}{R}}$$

γ : tasa de variación de la temperatura con la altitud.

Este procedimiento presenta el problema de calcular el gradiente de temperatura con la altitud para cada periodo, pero tiene el mayor grado de exactitud matemática.

Desde el punto de vista técnico, la segunda opción presenta la suficiente exactitud y sencillez de cálculo.

Los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista marcan los rangos de presión, consumo horario máximo y anual para la instalación de lazos de corrección y las características de los mismos.

3.1 Procedimientos de cálculo del factor de compresibilidad

Existen diversos métodos el cálculo del factor de compresibilidad en el gas natural, entre otros el AGAo el SGERG. En Europa, el procedimiento aceptado es el indicado en la norma ISO 12213:1997. Dicha norma, ha sido traducida al español por AENOR con la denominación de Norma UNE 60560. Dicha norma consta de tres partes. La primera figura a modo de introducción, y en las otras dos desarrolla el procedimiento de cálculo

del factor de compresibilidad según el método AGA 8-92DC a partir de la composición conocida y detallada del gas, y SGERG, respectivamente.

Ambos métodos son de aplicación para los gases secos canalizados dentro del rango de condiciones habituales en transporte y distribución de gas canalizado. Dentro de un rango de temperaturas entre 263° K y 338° K (aproximadamente de -10° C a 65° C) y presiones hasta 12 MPa (120 bar) la incertidumbre estimada por los procedimientos AGA 8 y SGERG se sitúa en un valor del $\pm 0,1\%$ siempre que los datos de partida, incluyendo presión y temperatura, se consideren sin incertidumbre.

3.1.1 Método AGA 8

En rasgos generales, requiere conocer la composición detallada del gas salvo para componentes muy minoritarios. Las condiciones de medición para las que se puede aplicar este método son, para temperaturas, entre -48°C y 77°C, y para presiones, entre 0 y 650 bar.

Este procedimiento es aplicable, aunque con mayor incertidumbre, a categorías de gas natural más amplias, ya que puede incluir gases húmeros o con azufre, con mayores rangos de temperatura y presión más elevada.

3.1.2 Método AGA NX-19 modificación de Herning Wolowski

Para la información proporcionada por transportistas y distribuidores para la realización del presente estudio se utilizó el procedimiento de corrección AGA NX 19. Este procedimiento no se tiene constancia de que esté recogido en norma.

Este método está recomendado para el cálculo de factor de compresibilidad de la fase vapor de gases naturales o mezclas sintéticas de composición análoga a los gases naturales, cuando se conoce la densidad relativa, el contenido de dióxido de carbono y nitrógeno (hasta el 15% de composición molar en ambos componentes) y las condiciones de presión y temperatura. El método es aplicable los rangos de temperatura entre -40 °C

y 115,5 °C y presiones inferiores a 350 bar. La densidad relativa del gas admisible se sitúa entre 0,554 y 0,75 la del aire seco.

3.1.3 Método SGERG

Procedimiento algo más simple que el AGA, ya que no precisa de conocer la composición detallada del gas. Basta con conocer tres de las cuatro siguientes propiedades: densidad relativa real, PCS real (por unidad de volumen), fracción molar de CO₂ y/o fracción molar de N₂. Aunque la norma recomienda usar las tres primeras. El rango de aplicación del método SGER para temperaturas está entre -10°C y 65°C y para presiones entre 0 y 120 bar.

Este procedimiento es aplicable a gases con un contenido más elevado de nitrógeno y dióxido de carbono o etano que el normalmente habitual en gas natural canalizado. El método puede aplicarse también a rangos más amplios de temperatura y presión, a costa de incrementar la incertidumbre.

4 CÁLCULO DE CONSUMOS

La determinación del consumo final expresado en kWh depende de las características de lectura que presente el consumidor y de la presencia de corrección en la medida.

Para los consumos bimensuales, que corresponden a consumidores del grupo 3 (doméstico-comercial), el proceso del cálculo de consumo se reduce a la toma de lectura y evaluación del consumo en m³ mediante diferencia con la lectura anterior, multiplicándose el volumen obtenido por un PCS (kWh/m³) medio bimensual fijado por el Gestor Técnico del Sistema.

Para consumos mensuales, el proceso de transformación de la medida en m³ a kWh depende de la presencia de aparato corrector de la medida y las características del mismo.

Si no hay presencia del corrector, la lectura medida se corrige multiplicando el volumen medido por unos coeficientes de presión, temperatura y factor de compresibilidad según la presión temperatura y factor de compresibilidad medio de la instalación.

Para las instalaciones con lazo de corrección PT, la corrección del volumen por presión y temperatura es instantánea. En cambio, el factor de corrección se ha de estimar en función de las condiciones de trabajo de la instalación.

Las instalaciones con corrección PTZ, el volumen corregido es instantáneo.

La orden *“ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar”*, en su artículo 16. *“Unidades de facturación y medida”*, establece:

“1. Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores, m³, a la unidad de medida establecida en las tarifas, kWh, se utilizará un coeficiente que deberá tener en cuenta las condiciones de medida del punto de suministro y el poder calorífico superior (PCS) en fase gas medido a 0 °C y 760 milímetros de columna de mercurio. Dichos coeficientes deberán detallarse en la facturación de las tarifas como variables que sirven de base para el cálculo de las cantidades resultantes.

2. A estos efectos, el Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, a las empresas suministradoras y a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas donde estas operen, los coeficientes aplicados a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos.”

La transformación en energía para las distintas medidas depende de la disponibilidad temporal de datos de medición. Si se dispone de medida diaria, la medida en volumen corregido se multiplica por el PCS diario proporcionado por el Gestor Técnico del Sistema para cada posición.

La orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, en su artículo 10, referente a telemedida, y la orden ITC/104/2005, en su artículo 18, referente a telemedida, establecen los criterios para los consumidores que están obligados a disponer de medida diaria y que, por tanto, pueden emplear el procedimiento descrito en el párrafo anterior.

La presencia de telemedida es un procedimiento que ayudará a aplicar factores de corrección más aproximados a los reales, ya que permitiría la corrección diaria de la medida en caso de ausencia de correctores.

5 OTRAS MEDIDAS

Parte del gas involucrado en el funcionamiento del sistema gasista, en alguna etapa puede no haber sido medido mediante los contadores que se detallaron con anterioridad. El uso de otros procedimientos de medida, con las peculiaridades de los mismos, pueden introducir un error asociado a los mismos que desplace o reduzca el efecto de mermas a otros subsistemas del sistema gasista.

En concreto, el proceso de descarga de buques de GNL en plantas de regasificación sigue un proceso distinto a los comentados hasta ahora. La carga de cisternas con destino a planta satélite es otro ejemplo de peculiaridad.

Los tanques de GNL de los metaneros, normalmente, están equipados con dos medidores de nivel basados en principios físicos de medida diferentes. Uno es el primario y otro el secundario. Se emplean por el siguiente orden de prioridad: microondas, capacitivo y de flotador. Se toman varias medidas (cinco como mínimo en las plantas de Enagas), en unos intervalos de tiempo determinados. Dichas medidas se corrigen por diversos factores. Las medidas se efectúan antes y después de la descarga.

La temperatura del líquido y vapor en cada tanque del metanero se mide inmediatamente después de cada medida del nivel.

La presión de la carga de los tanques se mide inmediatamente después de la temperatura.

Los instrumentos de medida del buque deben estar verificados y precintados por una autoridad internacional competente reconocida por las partes y deben cumplir los periodos de verificación establecidos en las normas ISO correspondientes. Cada medida tiene unos rangos de precisión, fuera de los cuales, no se consideran aceptables.

Para determinar la calidad del GNL, se hay un proceso de toma de muestras que incluye tres operaciones:

- Toma de muestra representativa de GNL
- Vaporización completa de la muestra
- Acondicionamiento de la muestra gaseosa antes del transporte al analizador.

La muestra se analiza por cromatografía de gases para determinar su composición y PCS, con lo que se puede calcular la masa y energía del GNL descargado.

$$E = \rho_{\text{líquido}} \times V_{\text{líquido}} \times PCS_{\text{líquido}} - V_{\text{líquido}} \times \frac{273,15}{273,15 + T_{\text{vapor}}} \times \frac{P_{\text{vapor}}}{1,01325} \times PCS_{\text{vapor}}$$

Siendo:

- E: energía descargada.
- ρ : densidad.
- V: volumen.
- PCS: poder calorífico superior, en unidades de energía/masa para el líquido y energía/volumen para el vapor.
- P: presión en bar.
- T: temperatura en grados Kelvin.

La carga de cisternas de GNL con destino a plantas satélite presenta un procedimiento de medida de energía que se obtiene mediante diferencia de pesado de las cisternas antes de iniciarse la carga y al finalizar la misma.

6 FUGAS EN UNIDADES DE MEDIDA

La influencia de las unidades de medida en el resultado final de las mermas aparentes que ofrecen transportistas y distribuidores es determinante. Como se verá a continuación, no por el nivel de fugas que ofrecen, que es relativamente bajo, sino por las posibles desviaciones que se produzcan en la medida y en la corrección de la misma.

En todo caso, en el presente apartado se pretende valorar, cuantificadas las unidades de medida del Sistema Gasista Español, el nivel de fuga asociado que experimentan transportistas y distribuidores por la conexión de consumidores a sus redes y gasoductos.

Las únicas referencias válidas al respecto se encontraron en el informe EPA/GRI de 1996. A este respecto, las emisiones de gas natural en Estados Unidos procedentes de las unidades de medida de los sectores industrial, comercial y residencial supusieron alrededor de 5,8 Bscf (1.750 GWh) en el año 1992. La tasa de emisión para las unidades residenciales es de 3,56 m³ (n)/año (0,0157 scf/h), lo que equivale a unos 41 kWh/año (considerando 11,63 kWh/m³ de poder calorífico superior del gas natural para España) por unidad de medida situadas en el exterior de la viviendas. La tasa de fuga incluye la unidad de medida en sí misma, así como la tubería de conexión y las uniones de las misma. Las emisiones de gas natural del sector comercial y residencial por las unidades de medida son causadas, generalmente, por fugas de las conexiones y uniones próximas al contador. En los contadores, propiamente dicho, no observaron fugas. Las unidades de medida interiores se pueden considerar con tasa de fuga nula. En promedio, considerando unidades interiores y exteriores, la tasa de fuga aproximada sería de 2,78 m³(n)/año (0,0117 scf/h), que equivalen a 32 kWh/año.

Las emisiones de unidades de medida se estimaron sobre la base de datos obtenidos de la monitorización de 1.600 unidades de medida de 10 ciudades en EE.UU. Sólo se encontraron fugas en un 20% de las muestras, siendo éstas de bajo nivel.

El estudio encontró también que las emisiones de contadores interiores son inferiores a las habidas en el exterior, ya que el olor del gas delataba la fuga y ésta podía corregirse. Las fugas exteriores pasaban más desapercibidas.

Para las unidades de medida industriales la tasa de fuga detectada fue de 1,3 m³ (n)/año (47,9 scf/año), lo que equivale a 15 kWh/año por unidad de medida.

Con los valores de tasa de fugas anteriores, para el año 2004, la emisiones de gas natural causadas por el mercado doméstico comercial, con 5.620.000 unidades de medida,

aproximadamente, supone 233 GWh de gas natural, en la hipótesis más perjudicial para los distribuidores. Esta cantidad de gas repercutiría en el balance del distribuidor.

Los consumidores industriales y doméstico comerciales, unas emisiones de 0,7 GWh de gas natural, que también afectarían al balance del distribuidor.

Estimación de fugas no contabilizadas en distribución por consumidores conectados

Coeficientes			
Doméstico-Comercial			
Contadores interiores	0	kWh/año y contador	EPA/GRI 1996
Contador exterior	41	kWh/año y contador	EPA/GRI 1996
Industrial	15	kWh/año y contador	EPA/GRI 1996

Contadores	nº	
Domésticos	5.667.454	contadores
Comercial-Industrial	48.390	contadores

Estimación fugas contadores	GWh
Domésticos	232,4
Comercial-Industrial	0,7
Total	233,1

7 CONCLUSIONES

Con la información suministrada por transportistas y distribuidores se pueden extraer varias conclusiones:

- El parque de contadores tiene, en su mayoría, una edad inferior a 10 años, con lo que es relativamente joven. La edad y el uso de los mismos afecta a la calidad de sus medidas. El plan de gestión, mantenimiento y calidad de la medida de contadores depende en gran medida del distribuidor.
- La presencia de corrector de medida en los distintos contadores está motivada por criterios técnico-económicos. Mediciones corregidas, presentarán mayor calidad que si no disponen del aparato de corrección
- La ausencia o no funcionalidad del corrector en los rangos que se consideren obligatorios convendría considerarse un acto sancionable.
- La utilización de distintos procedimientos de corrección aguas arriba o aguas abajo de un subsistema puede provocar un efecto de desplazamiento de mermas respecto a los que se emplearon en la ejecución del presente estudio. Por

procedimiento correcto debe entenderse aquél que proporcione el valor más aproximado al real y con el menor margen de error posible en las condiciones técnicas de aplicación. En el presente estudio se ofrecen pautas para cuantificar las fugas de gas no contabilizado en los distintos subsistemas, dados los desvíos observados en la medición. Para la elaboración del presente estudio, la información remitida por las empresas se le aplicó procedimiento de corrección por el factor de compresibilidad AGA NX19 en su mayoría.

- Al existir distintos procesos de medida y corrección de la medida para el gas natural, sería necesario conocer el rango de validez metrológica de todos ellos, así como las tendencias, al alza o a la baja, que puedan tener las posibles desviaciones de los valores reales.
- El consumidor final, a través de la facturación que se le efectúa, asume unos niveles de error en el cálculo de la energía que le afecta, no parece lógico que deba asumir también las deficiencias de medición que afectan a unos agentes y benefician a otros vía reconocimiento de mermas. Si parece coherente que asuma, por otro lado, los autoconsumos y un determinado nivel de mermas, que sería cuantificable, que sí acarrearán sus necesidades de gas natural.

8 ACTUALIZACIÓN DEL COEFICIENTE DE MERMAS Y AUTOCONSUMOS

Las fugas de gas motivadas por unidades de medida se tuvieron en cuenta en el cálculo de los coeficientes de mermas y autoconsumos en el Anexo: “*Estudio de Mermas y autoconsumos en redes de distribución*”. En dicho Anexo se proponía un procedimiento sencillo de actualización del coeficiente de mermas y autoconsumos en redes de distribución con presión inferior o igual a 4 bar y redes de distribución con presión superior a 4 bar e inferior o igual a 16 bar.



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección Mercado de Gas

ANEXO VIII: ESTUDIO DE MERMAS CON REDES COMPARABLES DE OTROS PAÍSES

30 de enero de 2006

ÍNDICE

ÍNDICE	1
1 ESTUDIO DE MERMAS CON REDES COMPARABLES DE OTROS PAÍSES	1
1.1 Estados Unidos	1
1.2 Suiza	5
1.3 Reino Unido	6
1.4 Otros estudios	7
1.4.1 Transporte y distribución	8
1.4.2 Fugas de gas: instalaciones, equipos y procesos. Posibles soluciones a aplicar al caso español.	10
1.5 Conclusiones.....	14
1.5.1 Conclusiones distribución	14
1.5.2 Conclusiones transporte	15
1.5.3 Conclusiones generales	18

1 ESTUDIO DE MERMAS CON REDES COMPARABLES DE OTROS PAÍSES

Esta parte del Estudio de mermas y autoconsumos se efectuó con la colaboración de Sedigas, que aportó documentación y referencias de partida para desarrollarla.

1.1 *Estados Unidos*

En EE.UU. no existe una regulación federal sobre el límite porcentual de pérdidas de gas sin contabilizar o mermas aparentes. En cambio, las compañías distribuidoras proporcionan un informe anual de pérdidas de gas no contabilizadas a los reguladores norteamericanos.

El porcentaje medio de mermas aparentes entre julio de 1998 y junio de 2003 variaba, según las compañías, entre 1,12% y 1,40%. Estas cantidades se imputaban a pérdidas no contabilizadas de gas debidas a varios factores:

- Un 63% estaba motivado por los contadores y las medidas, por deficiencias en la corrección por temperatura, presión (altitud), por problemas de integración mecánica, etc.
- Un 27% tenía su origen en el proceso de contabilidad, contadores no leídos o autoconsumos no contabilizados.
- Un 5% procede de fugas por perforaciones por obras en gasoductos de transporte o distribución.
- Un 2% proviene de tomas fraudulentas de gas.
- El 3% restante está motivado por fugas reales de gas en las conducciones y equipos.

La conclusión del estudio es que las pérdidas reales de gas son relativamente pequeñas, comparadas con la totalidad de las mermas aparentes.

En 1996, Gas Research Institute (GRI) y Environmental Protection Agency (EPA) desarrollaron un estudio sobre “*Methane Emissions from the Natural Gas Industry*” con el objetivo de cuantificar las emisiones procedentes de la industria de gas natural. El incremento en el uso de gas natural es una estrategia para reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y reducir, de esta forma, el calentamiento global del planeta. Sin embargo, dado que el gas natural es fundamentalmente metano, gas de gran potencial de cara al efecto invernadero, las pérdidas de gas natural en los distintos procesos pueden reducir las ventajas de uso del gas natural como combustible.

Los resultados destacaron que las emisiones para el año base (1992) fueron de 314 ± 105 Bscf ($\pm 33\%$), equivalentes a un $1,4 \pm 0,5\%$ de la producción bruta de gas (unos 95.000 GWh suponiendo un PCS de $11,63 \text{ kWh/m}^3$).

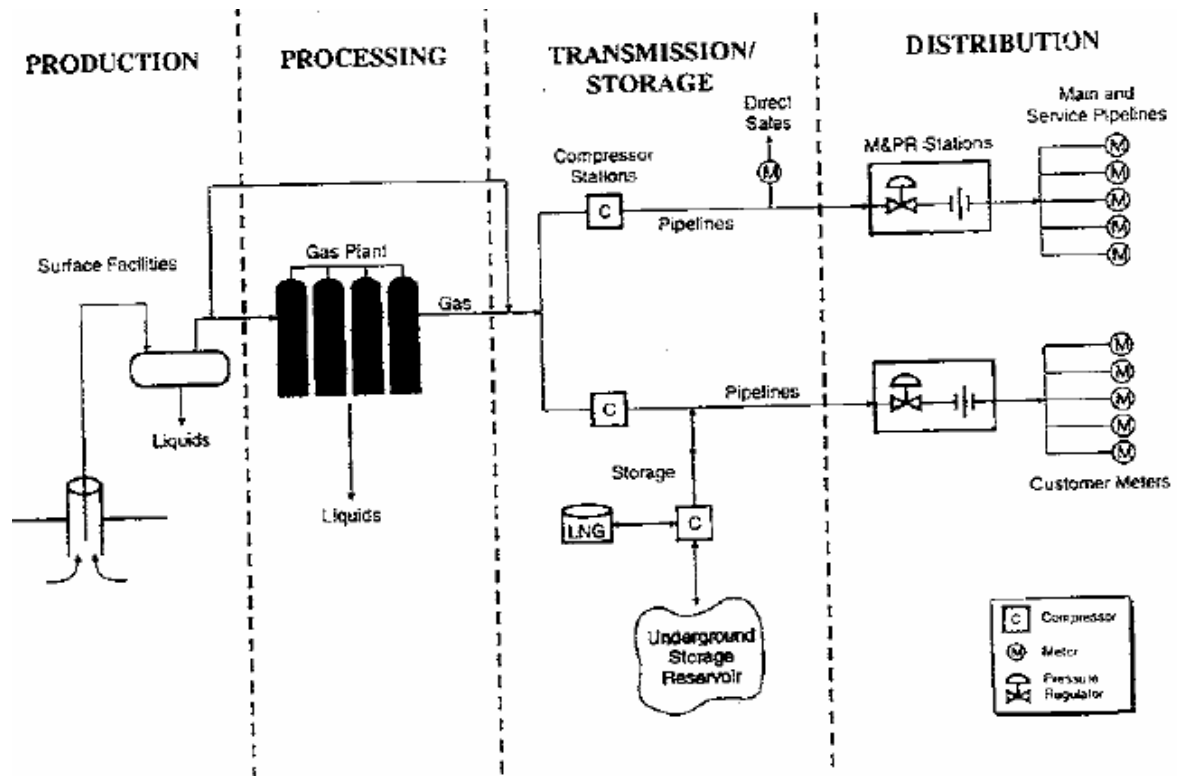
El informe distingue tres tipos de fugas de gas:

- Fugas en conducciones y equipos.
- Venteos
- Inquemados en combustión.

El estudio EPA/GRI discrimina en cuatro segmentos la industria de gas en Estados Unidos:

- Producción
- Proceso
- Transporte y almacenamiento
- Distribución

El esquema de la segmentación se muestra en la siguiente figura:



División en subsistemas de la industria del gas. Fuente: Informe EPA/GRI 1996

El informe diferencia, dentro de cada subsector fuentes de fugas. Los resultados de la estimación para cada fuente de emisiones se presentan en la siguiente tabla:

Segment	Source	Annual Methane Emissions		Percent of Segment Total
		(Bscf)	(Tg)	
Production	Pneumatic devices	31	0.60	37
	Fugitive emissions	17	0.33	21
	Dehydrators	14	0.28	17
	Other	21	0.41	25
Processing	Fugitive emissions	24	0.47	67
	Compressor exhaust	7	0.13	19
	Other	5	0.10	14
Transmission/Storage	Fugitive emissions	68	1.30	58
	Blow and purge	19	0.36	16
	Pneumatic devices	14	0.27	12
	Compressor exhaust	11	0.22	10
	Other	5	0.10	4
Distribution	Underground pipeline leaks	42	0.80	54
	Meter and pressure regulating stations	27	0.53	35
	Customer meters	6	0.11	8
	Other	2	0.04	3
TOTAL*		314 Bscf	6.04 Tg	

Fuentes de emisión por subsector de la industria del gas. Fuente: Informe EPA/GRI 1996

Fuera del anterior cuadro, el informe EPA/GRI imputa a pérdidas en conducciones de transporte 0,2 Bscf (63 GWh suponiendo un PCS de 11,63 kWh/m³).

El estudio EPA/GRI también muestra que el porcentaje de emisiones en caso de incremento del consumo de gas natural sería significativamente inferior que en el caso base. Este efecto se corresponde con la hipótesis defendida en este estudio de relativa dependencia relativa de las fugas de gas en conducciones del consumo final, siendo parte de estas dependientes de las características de las instalaciones (longitudes, diámetros y número de suministros, entre otras). Los incrementos en consumo se supone que se realizarán sobre unas características de las instalaciones mejores que las ya existentes, por lo que esos incrementos en el consumo, considerados respecto al gas producido para satisfacerlos darían un ratio de fugas de gas inferior para toda la cadena de gas natural.

	Caso base	Incremento de ventas %. Escenario más probable						
		Carga uniforme			Pico invernal			Pico verano
		5	15	30	5	15	30	15
Total emisiones, Bscf	314	319	328	343	320	333	352	324
% incremento sobre caso base		1,59	4,46	9,24	1,91	6,05	12,10	3,18
Total emisiones / Total gas producido	1,42%	1,37	1,29	1,19	1,38	1,31	1,22	1,27
Incremento de emisiones / incremento en producción		0,39	0,42	0,44	0,54	0,55	0,57	0,30

Análisis de sensibilidad: Porcentaje de emisiones frente a gas producido. Fuente EPA/GRI 1996

Asociado a las fugas de gas, hay un factor fijo significativo que depende de la infraestructura, y un factor variable que dependerá del gas introducido en el sistema, pero que representa un porcentaje pequeño de las mismas. En el cuadro previo se puede observar como en un escenario de carga uniforme, si el incremento en producción es de un 30%, el incremento en fugas es del 7,5% (de 314 Bscf a 343 Bscf), pero hay una reducción del coeficiente de fugas de gas no contabilizado respecto del gas producido del 16%.

El estudio propone una serie de recomendaciones sobre las mejores prácticas de gestión en cada sector de la industria de gas natural. De interés para el presente estudio:

Transporte:

- Implementar programas de inspección directa y mantenimiento en estaciones de compresión.
- Considerar el uso de grupos turbocompresores en lugar de compresores con motores alternativos.
- Identificar y reemplazar los accionamientos neumáticos con altas tasas de emisión.

Distribución:

- Implementar inspección directa y programas de mantenimiento en las instalaciones de superficie, ya que la detección de fugas es más difícil por la ventilación.
- Identificar y rehabilitar las redes con mayor tasa de fuga,

El estudio desarrollado por EPA/GRI incluía un programa de transferencia tecnológica entre los participantes que permitiese implementar prácticas que reduzcan las emisiones de gas natural. En abril de 1996 el programa incluía 56 socios, englobando el 60% de la actividad de transporte, el 30% de la distribución y el 25% de la producción de gas natural en Estados Unidos.

Simultánea a finalización de el estudio EPA/GRI dio comienzo un programa que involucraba a transportistas y distribuidores con el objetivo de reducir las emisiones de gas natural en un 11,2% respecto al nivel de 1992.

Parte de la metodología propuesta en el informe EPA/GRI ha sido utilizada para la estimación de mermas en el caso español en el presente informe. La utilización de coeficientes de fuga de instalaciones, conducciones y equipos se justifica ya que el informe EPA/GRI se basa en un estudio teórico-empírico y estadístico profundo de las emisiones de la industria de gas natural en Estados Unidos.

1.2 Suiza

Un artículo titulado “*Die Methanemissionen der Schweizer Gasindustrie*” evalúa las pérdidas de gas en el sistema gasista suizo. Como conclusiones de comparación con el presente estudio, el artículo refleja que las pérdidas de gas en el año 2001 supusieron el

0,6% del consumo de gas natural en Suiza. Otra conclusión relevante del mismo es la imputación de la mayoría de las pérdidas de gas natural a la distribución y al consumo final. Al mismo tiempo, achaca las pérdidas en distribución, fundamentalmente a las conducciones de fundición gris, añadiendo que la sustitución de las mismas por otras de polietileno reduciría considerablemente el nivel de emisiones de gas.

El artículo continúa una serie de estudios desarrollados en 1994 y 1998, años en los que las emisiones de metano en Suiza se estimaron en un 0,9% y un 0,8% del consumo final. La reducción de los porcentajes anteriores hasta el 0,6% del consumo final se ve motivada por la utilización, y progresiva sustitución de conducciones de otros materiales (principalmente, fundición gris) por conducciones de polietileno en las redes de distribución. El reparto del 0,6% de fugas sobre el consumo final se corresponde con:

- Distribución de gas un 0,32%.
- Transporte interno 0,02%.
- Consumo final 0,13%.
- Transporte internacional del gas hasta Suiza 0,00%.
- Pérdidas producidas en la extracción del gas 0,15%.

Es destacable que los porcentajes de emisión se incluyen en toda la cadena del gas, desde la extracción en pozo hasta la llegada del gas a Suiza. El transporte internacional del gas apenas contribuye a las emisiones, ya que supone sólo un 0,6% del total de las emisiones.

Para hacerlo comparable al actual estudio debería considerarse únicamente la distribución de gas y el transporte interno, sumando entre ambas un porcentaje próximo al 0,34%.

1.3 Reino Unido

Estudio desarrollado por *British Gas Plc*. “*Establishing the level of methane leakage from the British Gas Distribution System*”, publicado por *International Gas Union* en 1994. Se trata de un estudio desarrollado por British Gas en 1992, que consistía en un amplio

programa de muestreo de fugas para estimar las fugas de metano que registran los sistemas de distribución de gas.

El estudio se marcaba dos objetivos:

- Como primer objetivo, se buscaba que el programa de muestreo estableciese tasas de fuga para varios subsistema del sistema de baja presión de conducciones y suministro a poblaciones, con una estimación de fugas para todo el sistema del $\pm 10\%$ sobre el valor medio.
- Como segundo objetivo, se pretendía que las metodologías empleadas, así como los resultados logrados proporcionasen una estimación de suficientes garantías de forma que pudiese ser verificada por terceras partes.

Los resultados del estudio se traducen en unos coeficientes de fugas en función de los diámetros y material de las conducciones, así como de la presencia de suministros a consumidores desde las conducciones. Los coeficientes de fugas son independientes del gas vehiculado por las conducciones (para idéntica disposición de las conducciones). Dependen del material, diámetro y longitud de la conducción y del tiempo.

Como resultados genéricos, se observa que el 67% de la longitud de la red británica es de materiales metálicos, representando, para estos materiales, el 95% de las fugas.

Para los suministros, el 39% se efectúa con materiales metálicos, acarreado el 75% de las fugas.

Los coeficientes de fugas proporcionados por este estudio se extrapolaron para caracterizar las emisiones de gas de las conducciones de la red de distribución española. El motivo del empleo de dichos coeficientes es el mayor grado de desarrollo que presentan que los ofrecidos por el estudio EPA/GRI de 1996 según las características de la red, por lo que su extrapolación al caso español es directa en la baja presión.

1.4 Otros estudios

1.4.1 Transporte y distribución

El informe de noviembre de 2003 “A Lifecycle Emissions Model (LEM): Lifecycle Emissions From Transportation Fuels, Motor Vehicles, Transportation Modes, Electricity Use, Heating and Cooking Fuels, and Materials”, del Instituto de Transporte de la Universidad de California, en su apéndice E “*Methane emissions from natural gas production, oil production, coal mining, and other sources*”, indica que el porcentaje de mermas de gas natural desde el pozo de extracción hasta el consumidor final es inferior al 2% del gas suministrado en sistemas modernos y con un mantenimiento correcto (coherente con el estudio de fugas de metano en Suiza). Este porcentaje puede ser mayor en sistemas antiguos o con peores criterios en su mantenimiento. En el año 1991, un informe de Hogan et al. estimaba pérdidas de gas en las antiguas repúblicas de la Unión Soviética en torno al 6%. Este informe estaba en contradicción con otro del Grupo Alphatania, del año 1989, que consideraba un rango de pérdidas de gas natural entre el 0,5% y el 1,2% del gas suministrado para esas redes.

El informe ofrece una comparación de las fugas de gas en los subsistemas de producción, transporte y distribución, resultado de distintos estudios. La tabla resumen, así como los comentarios a la misma, se ofrecen a continuación.

Estudios	% Pérdidas de gas natural sobre los suministros efectuados			Comentarios
	Producción	Transporte	Distribución	
Canadian Gas Association (1990)	0,25	0,018 - 0,082	0,03	Estimación para compañías canadienses
Alphatania Group (1989) (1)	0 a 0,20	0 a 0,13	0,03 a 0,30	Encuesta sobre 28 empresas gasistas en todo el mundo
Arthur D. Little (1989)	0,53			Estimación para la producción mundial
Compañías Europeas de Gas (2)		0,005	<1,00	Las mayores pérdidas se producen en redes antiguas
Alemania (Okken, 1990)	0,5			
PG&E (Cottengim, 1989) (3)			0,14	Fundamentalmente pérdidas en distribución
SoCal Gas (Mehskati, 1993) (4)			0,12	Fundamentalmente pérdidas en distribución
American Gas Association (1989a) (5)		0,06	0,28	Encuesta a compañías estadounidenses
British Gas (Wallis, 1991)			<1,00	Principalmente en conducciones de fundición gris
Swedegas (in Svensson, et al., 1991)		< 1,00		
Mitchell et al. (1990)		0,5		Conducciones posteriores a 1969 del sistema británico
Mitchell et al. (1990)		1,9 - 10,8		Para todas las conducciones en el Reino Unido
EPA (1993) (6)	0,32	0,28	0,09	Estimación para EE.UU en 1990
EPA (1993) (6)	0,31	0,22	0,07	Año 2000. Estimación con incremento del consumo
Gas Research Inst. (in Lamb et al., 1995)		1,0 a 2,0		Para sistemas en EE.UU
Radian Int'l LLC for EPA/GRI (1996) (7)	0,55	0,54	0,39	Estimación para EE.UU en 1992
EPA (1999) and EIA (1998)updateh	0,52	0,54	0,38	Revision de EPA/GRI(1996)

“Notas:

- (1) El Grupo Alphatania, consultoría en aspectos relativos a la industria de gas natural, requirió información sobre fugas de gas a 41 compañías y organizaciones vinculadas con distintos procesos de la cadena del gas natural en todo el mundo. De las compañías que fueron encuestadas, 28 remitieron información. En la tabla se muestran los resultados para sistemas modernos. Para sistemas de distribución antiguos, estimaron pérdidas cercanas al 1%. Este estudio fue citado por otros estudios que aparecen en la tabla, como el de Canadian Gas Association (1990).
- (2) Información remitida por compañías europeas de gas a petición de Okken y Kram en 1989.
- (3) El estudio investiga fugas (intencionadas o no), fraudes, imprecisiones en la medición, problemas de contaje para el sistema de transporte y distribución de PG&E (Pacific Gas and Electric Company) en 1987. Pérdidas controladas de gas, como purgas y operaciones de valvulería, se determinaron a partir de registros históricos y medidas de campo. Fugas de gas no controladas se estimaron para diferentes categorías de conducciones en distribución mediante muestreos en campo. El sistema de transporte se estimó considerando que fugase al máximo nivel posible. Las pérdidas por roturas no intencionadas se estimaron multiplicando una media (histórico aparente) de la pérdida por rotura por el número de roturas en 1987. Las fugas de gas no intencionadas en distribución fueron el 0,06% del total; para transporte 0,005%; Pérdidas por rupturas en transporte-distribución se estimaron en el 0,01%; pérdidas en elementos, purgas en las instalaciones, muestreos, venteos, y otras, se estimaron en 0,065%. Estimaban que el nivel de fugas reales de gas era del 9% de las mermas aparentes, motivando dichas diferencias por imprecisiones en las medidas.
- (4) SoCal Gas (Southern Californian Gas Company) estimó las siguientes pérdidas de gas no contabilizadas en 1991 (las unidades en millones de pies cúbicos): 15.580 en fugas mayores y menores de sistemas de transporte; 58.039 de compresores, 59.912 de instrumentación neumática, muestreos, venteos, purgas y encendido de turbinas; 622.160 de sistemas de distribución; y 182.502 de roturas en distribución no registradas. El total ascendía a 938.193 millones de pies cúbicos. Además, hubo pérdidas contabilizadas de gas en transporte y por grandes roturas en distribución, aparte de pérdidas no contabilizadas en almacenamientos. El informe estima que supusieron aproximadamente el 30% de las pérdidas no contabilizadas. Esto supone que las pérdidas totales de gas supusieron, aproximadamente 1,2 billones (europeos) de pies cúbicos, el 0,12% de 1.048 Tera-pies cúbicos de las ventas de SoCal Gas en 1991.
- (5) Poco antes de este estudio, AGA estimaba que las pérdidas totales estaban en el rango de 0,2% a 0,3% (AGA, 1989b). Las fugas en alta presión son más sencillas de identificar que las que se producen en baja presión.
- (6) La columna Producción de la tabla incluye fugas en los pozos, en el procesado del gas, en los sistemas de almacenamiento, aunque las fugas en la los pozos de producción son las mayores de todas ellas.
- (7) Los resultados completos de este estudio, en BCF (billones de pies cúbicos) emitidos en Estados Unidos en 1992, se presentan a continuación (tomado del informe EPA/GRI, 1996):

Tipo de emisión de gas natural	Production	Procesado de gas	Transporte y almacenamiento	Distribución	Total industria gas natural
Fugas	24	24,4	72,1	74,7	195,2
Venteos	53,8	5,1	33	2,2	94,2
Combustión incompleta	6,6	6,9	11,4	N/A	24,9
Total	84,4	36,4	116,5	77	314

Fuente: el estudio citado y EPA/GRI 1996

Los autores del EPA/GRI estiman que las fugas de gas suponen un 1,4% del bruto y un 1,6% del neto del gas natural producido. Estiman también una aproximación del $\pm 0,5\%$ del resultado. Ajustando los resultados de la tabla previa a la tabla de comparación entre los distintos estudios, los porcentajes serían, para transporte (transporte y almacenamiento) 0,54%, y para distribución 0,39%. Debe considerarse que el porcentaje de transporte incluye los venteos por paradas de las estaciones de compresión, el gas empleado en los motores de arranque, gas no quemado en las cámaras de combustión, venteos por deshidratación del gas con glicol en almacenamientos subterráneos, etc.”

Las emisiones de metano son también preocupantes, aparte de su implicación económica por la propia valoración del recurso, por su relevancia de cara al efecto invernadero. Debe tenerse en cuenta que la emisión de una tonelada de CH₄ (el componente mayoritario del gas natural es metano), equivale a emitir 21 toneladas de CO₂ en promedio.

El estudio “*Voluntary actions by the oil and gas industry*” del American Petroleum Institute, imputa el total de emisiones de metano de forma porcentual a distintos procesos en la industria del gas. De interés para el presente estudio de mermas y autoconsumos, la distribución de gas (incluiría también el transporte), tiene un peso del 18% de las emisiones. Si consideramos un porcentaje de fugas de gas natural en toda la cadena de gas del 2% sobre el consumo, esto implicaría unas fugas por dicho concepto del 0,36% del consumo final.

1.4.2 Fugas de gas: instalaciones, equipos y procesos. Posibles soluciones a aplicar al caso español.

El informe EPA-GRI 1996 analiza las fugas de gas natural en distintos subsistemas de la cadena de gas en Estados Unidos. Se alcanzan varios resultados que son de interés para el presente informe. Los relativos a transporte y distribución se mostraron en los anexos correspondientes. En el presente apartado se pretende hacer referencia a otras problemáticas que se presentan en la industria del gas aparte de proporcionar posibles metodologías que se han estudiado en Estados Unidos para reducir las emisiones de gas natural a la atmósfera.

El artículo “Cost-effective methane emissions reductions for small and midsize natural gas producers”, publicado en *Journal of Petroleum Technology*, proporciona una serie de procedimientos para el ahorro de gas natural en la industria, comparando su coste con los beneficios económicos que produciría la instalación y el uso de distintos equipos. Este estudio se desarrolló en el marco del programa Natural Gas-Star program, promocionado por la oficina de Aire y Radiación de EPA en cooperación con American gas Association de cara a implementar reducciones en las emisiones de gas natural económicamente viables, informando de los progresos a EPA.

Pueden ser de interés, para la industria del gas en España, las siguientes prácticas:

- Transformar los controles neumáticos accionado por gas, por otros accionados mediante aire comprimido. Este efecto elimina el 100% de las emisiones de gas natural procedentes de controles de válvulas, y puede también usarse para eliminar las emisiones de accionamientos neumáticos por gas natural en los motores de arranque en bombas y compresores. Tiene la limitación de requerir energía eléctrica para su funcionamiento.
- Sustituir controles de tipo neumático por controles mecánicos. El principio de ahorro es idéntico al caso anterior.
- Reducir emisiones de metano de los sistemas de cierre del eje del compresor. Este aspecto representa una de las mayores fuentes de emisión de gas natural en estaciones de compresión. El proceso se basa en el estudio y reemplazo de dichos sistemas dentro de unos umbrales de tiempo que cumplan requisitos técnico económicos.
- Substitución de cierres húmedos por otros sistemas de sellado secos. El aceite empleado en compresores centrífugos (de turbina) para cierre absorbe gas natural. El circuito de aceite de sellado, en los filtros de aceite, libera el gas natural, emitiéndolo a la atmósfera.
- Programas de inspección directa y mantenimiento. Se estima que, en EE.UU., las fugas en equipos en estaciones de compresión alcanzan al año los 50,7 Bcf (unos 16.700 GWh), por pérdidas en los sellos de los compresores y otros componentes debidos a efectos térmicos y de vibración. Los programas de inspección directa y mantenimiento han resultado ser rentables económicamente a la hora de detectar y solucionar fugas.
- Reemplazar los sistemas de encendido de gas natural por otros de aire comprimido. La sustitución de gas natural para su uso en las turbinas de arranque de los compresores evita el vertido del mismo a la atmósfera. En EE.UU. se registraron ahorros, en una estación con varias líneas, de 165 GWh/año.
- Reducir el número de arranques en falso. En estas operaciones la cabecera de descarga del compresor se ventea a la atmósfera, además del gas que se puede emplear en el motor de arranque. La sustitución de los puntos de ignición por modelos más modernos reduce el número de arranques en falso. Dependiendo del

tamaño de la línea de compresión, se puede llegar a ventearar 1 Mcf por arranque, lo que supone 0,33 GWh por intento de arranque.

- Empleo de motores de arranque eléctricos. El procedimiento es similar al que se emplea en los motores de automoción. Se pueden obtener ahorros de hasta 200 GWh para compresores muy grandes, dependiendo del número de veces que se arranquen.
- Reducción de emisiones al sacar de servicio los compresores. Esta alternativa ofrece varias posibilidades, siempre sobre la base de mantener el compresor presurizado. La primera es simplemente no ventear, la segunda opción es dirigir el gas presurizado a combustible, según las necesidades (mayor coste de preparar el equipo, pero también mayor recuperación de gas), y la tercera requiere la instalación de un sello estático en el compresor para minimizar las fugas al máximo.

En la siguiente tabla se exponen los distintos procedimientos y tecnologías mencionados, junto con el coste estimado de instalación y operación y mantenimiento por año. Además, se valora el periodo de retorno en años a precio de materia prima ponderado para el año 2004, incluyendo el mantenimiento, para alguno de los casos anteriores.

Tecnologías / practicas	Coste de equipos €	Coste de operación y mantenimiento €/año*	Gas natural ahorrado kWh/día	Ahorro en €/año. Gas a Cmp 2004	Periodo de retorno. Años
Accionamientos neumáticos con gas a aire comprimido	8.245	6.184	4,9	7.649	6,8
Controles neumáticos a controles mecánicos	825	82	0,5	714	1,6
Reducción de emisiones por sistema de sellado del eje del compresor	989	Nd	0,8	1.224	0,8
Inspección directa y mantenimiento en estaciones de compresión	Nd	21.438	26,3	40.796	0,5
Reemplazar motores de arranque por gas a aire comprimido	<825	825	1,2	1.887	0,9
Reemplazar ignitores/reducir falsos arranques	825 - 8.245	577€ ahorro neto año	0,0	51	1,0
Motores de arranque eléctricos	8.245	41	1,2	1.887	5,4

*Valores originales en dólares

Cmp 2004

0,011623

\$/€ 10-10-2005 11:40h

1,2128

Fuente: CNE y Cost-effective methane emissions reductions for small and midsize natural gas producers

Mantener el compresor presurizado, por ejemplo, tiene un retorno inmediato, sin necesidad de efectuar inversión. El gas que se recupere depende de la tasa de fuga que tenga el compresor. Las opciones de dirigir el gas a combustible o instalar sello estático tienen un coste de implementación de 1.031€ y 2.474€ respectivamente, y un periodo de retorno de 0,5 y 1,3 años respectivamente.

El informe EPA/GRI señala a las estaciones de compresión como fuentes significativas de gas, como ya se comentó anteriormente. Durante la operación normal, inquemados de metano se emiten a la atmósfera, además de fugas en válvulas y conexiones presurizadas. Además, se ventea gas natural durante el proceso de arranque de la turbina que mueve el compresor si la turbina de arranque usa dicho procedimiento. Durante las paradas de mantenimiento, el gas natural contenido en el sistema de presión es venteadado a la atmósfera. En un informe de PG&E de 1989 destacan que para cada intento de arranque de un compresor centrífugo se consumen unos 11.000 kWh de gas natural. Si se tiene en cuenta que para cada turbina se requieren unos cuatro intentos de arranque, la cantidad de gas consumido equivale a 44.000 kWh. Estas cantidades son datos de hace 20 años y es de suponer que la tecnología ha mejorado, pero en todo caso son cifras a considerar. Partamos de la hipótesis de que se ha reducido el gas consumido en arrancar cada turbina a la mitad (22.000 kWh). Suponiendo que cada turbina se pueda arrancar 6 veces al año y que en el sistema español hay 36 grupos turbocompresores en 2005, se obtiene una estimación de autoconsumos en arranques de 4,75 GWh. Valorando los mismos a precio de Cmp ponderado para el año 2004 supondrían 55.232 €.

Las medidas de eficiencia son interesantes no son sólo interesantes desde el punto de vista económico (debe tenerse en cuenta que el Cmp en octubre de 2005 es un 26% superior al utilizado para realizar los cálculos previos), sino que además, se alivia parcialmente la dependencia energética exterior de España.

Este tipo de medidas y prácticas de ahorro deberían hacerse conocer también a los consumidores industriales para permitirles adaptar sus equipos a tecnologías que ofrecen un evidente ahorro económico.

1.5 Conclusiones

1.5.1 Conclusiones distribución

En el anexo “*Estudio de mermas y autoconsumos en redes de distribución*” del presente informe, para el año 2004 se estimaban, en base a los resultados del estudio de 1992 de British Gas para fugas en conducciones y del informe EPA/GRI de 1996, para fugas en estaciones de regulación y unidades de medida de consumidores finales, unas fugas de gas de 801 GWh de gas natural para 2004. Esa cantidad, respecto al gas natural suministrado en redes de distribución representa un 0,31% del gas suministrado. Este porcentaje corresponde al escenario aproximado de red, estaciones de regulación y consumidores finales conectados para el año 2004. En la medida que los parámetros empleados en el cálculo varíen de los reales, el porcentaje resultante se modificará en consonancia. El valor con mayor grado de estimación se supuso en las estaciones de regulación, estimando que existen 3.000 de ellas en distribución en España. La tasa de fuga empleada, corresponde a valores de informe EPA/GRI 1996 para estaciones de regulación y medida en cámaras o locales. Del mismo modo se procedió con los consumidores conectados a las redes de distribución, de los que se tiene una cifra muy aproximada, pero no se dispone de sus características de suministro (contadores interiores o exteriores). Para llegar a valores energéticos a retribuir para cada año sería necesario censar las poblaciones de longitudes de conducciones, estaciones de regulación y sus características, y consumidores finales según sus características, antes de aplicarles las correspondientes tasas de fuga.

- El resultado obtenido en la estimación de fugas para el año 2004 (802 GWh ó 0,32% del gas suministrado), es un resultado algo inferior, aunque de la misma magnitud a lo que muestran los estudios de EPA de EEUU (EPA/GRI 1996 y EPA 1999 y EIA 1998) con 0,38-0,39%.
- El resultado está en la línea de los resultados del estudio en Suiza, con un 0,32% del consumo final y muy próximo a lo propuesto por Alphantania (de 0,03% a 0,30%), AGA_1989 (0,28%).
- Por el contrario, el resultado es superior al propuesto por Canadian Gas Association (0,03%), PG&E (0,14%), SoCal Gas (0,12%).

Hay que destacar que la propuesta de mermas se hizo en base a las características de la red de distribución española. Esto significaría que un incremento del consumo sin el consiguiente desarrollo en longitud de la red, contribuiría a disminuir las mermas respecto al consumo final. En la comparación de estudios, se referencian las mermas al gas suministrado, sin mencionar, prácticamente, las características de las redes sobre las que se ha evaluado.

A la vista de los resultados de distintos estudios, el valor calculado como mermas para la red de distribución española parece un valor que se ajusta al promedio de lo detectado por distintos estudios, e incluso se sitúa en el espectro de fugas altas en los mismos.

1.5.2 Conclusiones transporte

En las propuestas de retribución para mermas en transporte del presente informe, para el año 2004 se estimaban, extrapolando los resultados del estudio de EPA/GRI 1996. El nivel de fugas no contabilizadas de gas en gasoductos de transporte es 1,15 GWh para el año 2004.

Además de las fugas en conducciones, que van a representar una cantidad de gas pequeña, en el transporte se producen fugas por otras instalaciones, como son las estaciones de compresión y las de regulación (sin distinguir, en principio, entre regulación y regulación y medida). En concreto, para las 9 estaciones de compresión operativas en 2004 se estiman una fugas de gas no contabilizado de 120 GWh, mientras que para las estaciones de regulación en transporte (se estima que hay unas 340 estaciones), las fugas de gas no contabilizado serían de 16 GWh. En total, por el concepto de transporte se tendrían 138 GWh de fugas de gas natural no contabilizadas, que suponen un 0,04% del gas introducido desde plantas de regasificación, conexiones internacionales y yacimientos (327.818 GWh en 2004).

- El porcentaje estimado para el caso español es dos veces superior al caso suizo, que para transporte interno tenía un porcentaje de fugas del 0,02% del consumo.

- El porcentaje de fugas de gas no contabilizadas entra dentro del rango propuesto por Canadian Gas Association, 0,018% a 0,082%, y Alphantania, 0% a 0,13%.
- Por el contrario, es inferior a los resultados de EPA de 1993, que arrojaba unos valores de 0,28% en 1993 y una predicción de 0,22% para el año 2000. Los resultados posteriores de EPA (EPA/GRI), son ligeramente superiores y se sitúan en el 0,54%. Hay que considerar también que estos resultados incluyen también el almacenamiento (subterráneo y de GNL) en el concepto de transporte, y las emisiones de gas natural inquemado o venteado en los motores de compresores, que en el marco de este estudio se deben vincular a autoconsumos. Además, el resultado presentado para el caso español, se corresponde con la metodología empleada en el estudio EPA/GRI 1996, al extrapolarse las tasas de emisión.

En los estudios anteriores se referencian los resultados a los consumos finales, pero no se mencionan las características de los gasoductos. Un crecimiento del consumo, considerando que no hubiese incremento en la longitud de las infraestructuras, conllevaría un porcentaje menor de fugas. Por el contrario, si el consumo disminuye, el porcentaje de fugas respecto a los suministros aumentaría (hipótesis respaldada por el informe EPA/GRI 1996 en el análisis de sensibilidad mostrado en el presente anexo). El valor propuesto se encuentra en un rango intermedio al que muestran los estudios antes mencionados.

Coeficientes de mermas registrados

Y
estimación de coeficientes de fugas de gas no contabilizado

%	2002	2003	2004	Total 2002-2004
Coeficientes Registrados				
Transporte	0,09	-0,36	-0,26	-0,18
Distribución vs suministros				
P <=4 bar	1,26	2,01	0,55	1,24
4 bar < P <= 16 bar	0,48	0,77	0,41	0,55
16 bar < P <= 60 bar	0,06	0,05	0,11	0,07
P > 60 bar	0,10	0,10	-0,09	0,03
Transporte y Distribución	0,58	0,45	0,07	0,35

Nota: Sobre gas introducido para transporte y suministrado para distribución

Nota 2: Sobre gas introducido para transporte y distribución.

Coeficientes Estimados				
Transporte vs gas introducido	0,05	0,04	0,04	0,04
Distribución vs suministros				
P <=4 bar	0,31	0,31	0,31	0,31
4 bar < P <= 16 bar	0,93	0,87	0,83	0,87
16 bar < P <= 60 bar	0,18	0,17	0,16	0,17
P > 60 bar	0,00	0,00	0,01	0,01
P > 60 bar	0,01	0,01	0,01	0,01

Nota 3: Sobre gas introducido para transporte y suministrado para distribución

Fuente: CNE

En la tabla previa se muestran los coeficientes de mermas aparentes registrados en los balances de energía en transporte y distribución, y los coeficientes calculados sobre gas introducido para transporte y suministrado para distribución.

Parece normal que las estimaciones tengan un orden de magnitud similar a los resultados ofrecidos por “*Methane emissions from natural gas production, oil production, coal mining, and other sources*” para EPA/GRI, ya que el procedimiento de cálculo es similar.

En todo caso, comparando los resultados de mermas aparentes de cierre de los balances de energía, para el caso de transporte no se obtiene un coeficiente comparable. Para la distribución, en promedio, el porcentaje de mermas y autoconsumos supone el 0,67%. Si se considera el balance agregado de ambos subsistemas, el resultado es del 0,35%, que se sitúa en un orden próximo a las fugas de gas no contabilizado.

1.5.3 Conclusiones generales

- Los gasoductos de transporte y la red de distribución españolas son infraestructuras, mayoritariamente modernas, que pueden encajar perfectamente con las infraestructuras sobre las que se evaluaron los distintos coeficientes de mermas en transporte y distribución en los estudios mencionados.
- En los estudios mencionados con anterioridad se remarca que gran parte de la problemática de las mermas aparentes tiene su origen en las deficiencias que se presentan en la medición. Algunas de las deficiencias de las medidas en el sector del gas están motivadas por limitaciones tecnológicas que deben asumirse. En otros casos, quizá no se hayan planteado unos límites técnico-económicos que determinen la utilización de procedimientos de corrección de la medida más finos.
- Se debe plantear qué es aquello que se quiere retribuir: fugas no contabilizadas de gas habidas o las diferencias obtenidas del cierre de los balances, es decir, las mermas aparentes. El consumidor final, en la medida que se le factura asume un nivel de riesgo en la incertidumbre que esta pueda tener. ¿Debe también asumir el riesgo de una medición en un punto intermedio entre redes o gasoductos de distintos agentes? Esa medición, en definitiva, beneficia a uno de los agentes involucrados y perjudica al otro, según el sentido que tenga el error en la medida. El consumidor final tiene que asumir, obviamente, el coste de las mermas y autoconsumos que conlleva su suministro, pero no debe también satisfacer las desviaciones en la medida que supongan un doble pago de esas mermas al agente beneficiado por la medición.

Quizá deban regularse sistemas de compensación de medida entre los agentes involucrados (transportistas propietarios de plantas de regasificación; transportistas propietarios de gasoductos; y distribuidores), que permita repartir el beneficio creado por las mermas aparentes entre dichos agentes.

Otro procedimiento de optimización procede de la implantación de nuevas tecnologías o la mejora de las existentes. Los resultados del Natural Gas Star, promovido desde la Environmental Protection Agency estadounidense proporciona soluciones y metodologías para adaptar las infraestructuras existentes a los nuevos dispositivos, además de aportar

periodos de retorno, así como gas ahorrado por los procesos o instrumentación implementada.

La adaptación de las infraestructuras españolas a estos procedimientos depende de la existencia o no, en este momento, de la aplicación de los mismos por parte de los agentes implicados: transportistas, distribuidores y consumidores industriales. Depende también de la disponibilidad de las infraestructuras para efectuar las modificaciones oportunas y de su conveniencia técnico económica (esta parece demostrada si se atiende a los estudios mencionados).