

Informe Anual

05



<b>4</b>	<b>Principales Magnitudes</b>
<b>6</b>	<b>Carta del Presidente</b>
<b>12</b>	<b>Órganos Rectores</b>
<b>16</b>	<b>Síntesis del Ejercicio 2005</b>
<b>18</b>	Desarrollo del Marco Regulatorio
<b>22</b>	<b>Accionistas e Inversores</b>
<b>28</b>	<b>Informe de Gestión Consolidado</b>



# [ Sumario

<b>34</b>	<b>Actividades</b>
<b>44</b>	<b>Responsabilidad Corporativa</b>
44	Recursos Humanos
48	Prevención de Riesgos y Seguridad
50	Medio Ambiente
52	Innovación Tecnológica
53	Acción Social
<b>56</b>	<b>Gobierno Corporativo</b>
<b>61</b>	<b>Cuentas Anuales</b>



# Principales Magnitudes

## Datos financieros consolidados (Millones de euros)

	2001	2002	2003	2004	2005
Resultado Neto	117,8	110,1	142,0	158,1	191,1
Resultado Operativo	138,1	207,2	249,5	275,1	332,8
Cash-Flow Operativo	249,4	333,7	383,0	399,1	478,4
Inversiones	216,8	192,3	426,3	462,9	358,7
Deuda Neta	1.062,2	1.253,0	1.278,7	1.421,0	1.546,6
Fondos Propios	779,6	852,4	932,3	997,8	1.110,4
Activos	2.754,6	2.895,7	3.093,0	3.101,4	3.225,6

## Datos financieros por acción (euros)

	2001	2002	2003	2004	2005
Resultado Neto	0,49	0,46	0,59	0,66	0,80
Dividendo	0,49	0,23	0,30	0,33	0,40
Cash-Flow Operativo	1,04	1,40	1,60	1,67	2,00
Nº acciones (millones)	11,95	238,7	238,7	238,7	238,7

- Los 0,40 euros brutos por acción, como dividendo del año 2005, están condicionados a la aprobación de su reparto por la Junta General de Accionistas.
- Los datos financieros por acción del año 2001 se han homogeneizado, considerando para su cálculo el total de acciones a 31/12/2002.
- Los resultados correspondientes a los años 2001 y 2002 no son comparables como consecuencia del cambio en el marco regulatorio el día 19/02/2002.
- El día 3/05/2002 se realizó un split de 20 acciones nuevas por una antigua.
- Los ejercicios 2004 y 2005 han sido contabilizados bajo criterios NIIF.

## Demanda de gas transportada (GWh)

	2001	2002	2003	2004	2005
Mercado a Tarifa	130.838	109.846	80.703	61.095	58.893
Mercado Liberalizado	80.969	133.192	194.535	258.533	317.148
<b>Total Demanda</b>	<b>211.807</b>	<b>243.038</b>	<b>275.238</b>	<b>319.628</b>	<b>376.041</b>

### Activos de transporte

	2001		2002		2003		2004		2005	
	Unid.	Km.	Unid.	Km.	Unid.	Km.	Unid.	Km.	Unid.	Km.
Km. de Gasoducto		6.123		6.383		6.522		7.158		7.538
Estaciones de Compresión	8		9		9		11		11	
ERM-EM*	215		248		280		291		325	

\* Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida

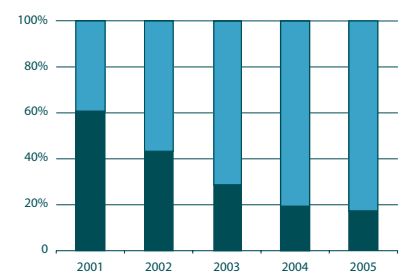
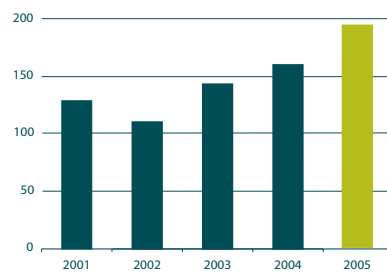
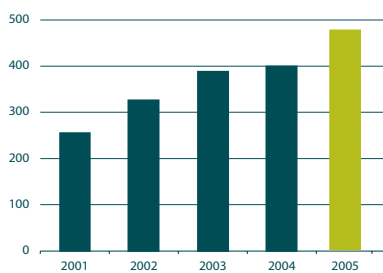
### Activos de almacenamientos subterráneo

	2001	2002	2003	2004	2005
	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad
Inyección	7,3 Mm <sup>3</sup> (n)/día	8,4 Mm <sup>3</sup> (n)/día	8,4 Mm <sup>3</sup> (n)/día	8,4 Mm <sup>3</sup> (n)/día	8,5 Mm <sup>3</sup> (n)/día
Extracción	10,3 Mm <sup>3</sup> (n)/día	10,3 Mm <sup>3</sup> (n)/día	12,5 Mm <sup>3</sup> (n)/día	12,5 Mm <sup>3</sup> (n)/día	12,6 Mm <sup>3</sup> (n)/día

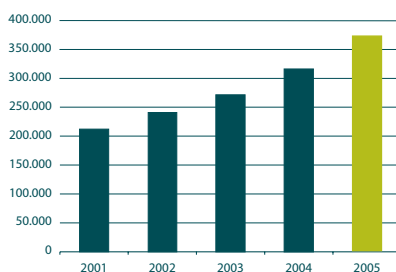
### Activos de regasificación

	2001		2002		2003		2004		2005	
	Unid.	Capacidad	Unid.	Capacidad	Unid.	Capacidad	Unid.	Capacidad	Unid.	Capacidad
Tanques GNL	8	455.000 m <sup>3</sup> GNL	8	560.000 m <sup>3</sup> GNL	8	560.000 m <sup>3</sup> GNL	9	710.000 m <sup>3</sup> GNL	11	987.000 m <sup>3</sup> GNL
Vaporización*		2.100.000 m <sup>3</sup> (n)/h		2.100.000 m <sup>3</sup> (n)/h		2.250.000 m <sup>3</sup> (n)/h		2.700.000 m <sup>3</sup> (n)/h		3.450.000 m <sup>3</sup> (n)/h

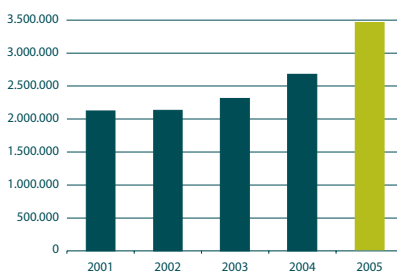
\* Capacidad Nominal de Regasificación



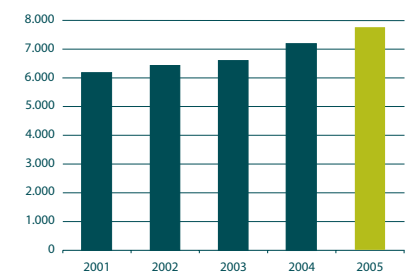
### Cash-Flow Operativo (Millones de Euros)



### Resultado Neto (Millones de Euros)



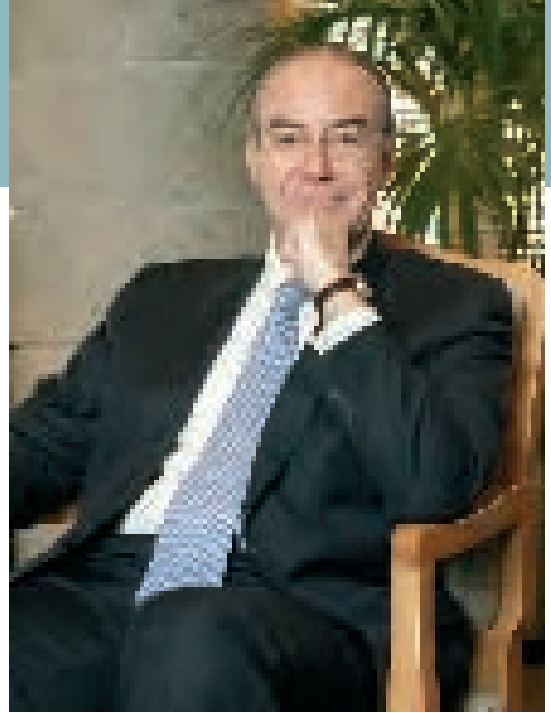
■ Mercado a Tarifa ■ Mercado Liberalizado



### Demanda de gas transportada (GWh)

### Capacidad nominal de regasificación m<sup>3</sup> (n)/h

### Km. de gasoducto



## [ Carta del Presidente

Estimados Accionistas:

Es un placer dirigirme a ustedes, otro año más, con ocasión de la publicación de este Informe Anual relativo al ejercicio 2005. Deseo compartir con ustedes la satisfacción de un año excelente, repleto de importantes logros y establecer las principales líneas estratégicas que guiarán la actuación de Enagás durante los próximos años.

El ejercicio 2005 ha sido un magnífico año de resultados económicos y clave en términos de infraestructuras gasistas puestas en explotación, lo que nos permitirá seguir creciendo en resultados y rentabilidad en los próximos ejercicios. Esta positiva evolución de la Compañía se ha vuelto a reflejar en el mercado de valores, donde la cotización de nuestra acción ha alcanzado nuevos máximos históricos, cerrando el año con una revalorización de casi el 30%.

Me gustaría también destacar el compromiso del Consejo de Administración de Enagás y de toda la organización durante el año 2005 con el medio ambiente y con las mejores prácticas de Buen Gobierno, imprescindible para avanzar en nuestro objetivo de creación de valor de forma sostenible, generando mayor confianza en nuestros accionistas e inversores.

## Entorno operativo

En 2005 Enagás ha reforzado la eficiencia, transparencia y neutralidad en todas sus actuaciones como Gestor Técnico del Sistema, respondiendo a los retos y dificultades que se han presentado en un sector de alto crecimiento y apertura a la competencia, unido a las tensiones originadas por unos precios del gas natural en máximos históricos.

La demanda de gas transportada en el ejercicio 2005 creció por encima de las previsiones iniciales, superando en un 18% la alcanzada en el año anterior, lo que ha supuesto un gran reto al que la Compañía ha sabido hacer frente garantizando la continuidad y calidad del suministro.

Para ello han sido fundamentales las inversiones que se han puesto en servicio en el transcurso del año, cuyo importe ha ascendido a 473 millones de euros. Así, durante 2005 la Compañía ha aumentado un 20% la capacidad de vaporización de las plantas de regasificación, ha inaugurado dos nuevos tanques de almacenamiento de gas natural licuado y ha puesto en explotación más de 200 nuevos kilómetros de gasoductos.

Quisiera también destacar la aprobación por la Administración en 2005 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, propuestas por Enagás, que suponen una mejora fundamental para el funcionamiento del sistema gasista, al definir los derechos y deberes de todos los agentes y ayudando así a garantizar la seguridad del suministro.

## Crecimiento de Resultados y Solidez Financiera

El Beneficio Neto de la Compañía en el año 2005 alcanzó los 191 millones de euros, un 20,8% más que el pasado ejercicio. El resultado obtenido permitirá proponer para su aprobación en la Junta General de Accionistas un dividendo de 0,40 euros brutos por acción, lo que representa un incremento del 20,8% respecto al año 2004 y un crecimiento en los últimos cuatro años del 74%.

Por otro lado, el Resultado Operativo en el año 2005 ascendió a 332,8 millones de euros, lo que representa un aumento del 21% sobre el obtenido en el ejercicio 2004. Esta positiva evolución se debe fundamentalmente al incremento de los ingresos y, especialmente, a la política de eficiencia operativa y contención de costes realizada, que ha permitido por quinto año consecutivo que éstos se mantengan estables.

El año 2005 ha sido también crucial a la hora de avanzar en nuestros objetivos estratégicos. Así las inversiones de la Compañía fueron de 358,7 millones de euros y las aprobadas por el Consejo de Administración ascendieron a 354,1 millones de euros.

Al final del año la deuda neta ascendió a 1.546,6 millones de euros, lo que supone un ratio sobre el nivel de nuestros activos totales del 47,9%, cifra ciertamente prudente que pone de manifiesto la sólida estructura financiera de la Compañía y que garantiza la solvencia de Enagás para acometer con éxito nuestro ambicioso plan de inversiones a largo plazo.

## Evolución bursátil

Como he comentado anteriormente, el buen año de resultados económicos, junto a los avances estratégicos conseguidos, ha sido una vez más favorablemente valorado por los mercados financieros. En el año 2005 las acciones de Enagás se han revalorizado un 29,51%, registrando, otro año más, máximos históricos en la cotización y aumentos notables en cuanto a la liquidez alcanzada.

En cuanto a la evolución futura de la acción, estoy seguro de que el mercado continuará apreciando la combinación de seguridad y rentabilidad de Enagás que sitúa a la Compañía en una posición excepcional para crear valor a través de una estrategia clara y sólida.

## **El año 2006**

Al final del ejercicio 2005, destaca la publicación de la Orden Ministerial ITC/4099/2005 por la que se establece el régimen retributivo aplicable al año 2006 de las actividades reguladas del sector gasista.

De acuerdo con esta Orden, la retribución total estimada de Enagás para el año 2006, procedente de actividades reguladas, podrá alcanzar un incremento máximo del 14% respecto al año anterior.

Este aumento de nuestros ingresos, unido al compromiso de eficiencia operativa y solidez financiera, aseguran un año más la creación de valor para nuestros accionistas.

Es importante resaltar que la retribución de nuestras actividades representa menos del 9% de los costes totales del sistema español de gas natural, y que el desarrollo de la red que estamos realizando se ejecuta de forma eficiente, permitiendo el rápido proceso de liberalización y el consiguiente aumento de la competencia. Prueba de ello es la reducción por quinto año consecutivo de los peajes de acceso al sistema gasista español, que ya acumulan un descenso en términos reales del 28% desde 2001.

Otro factor esencial del año 2006 es la futura aprobación y publicación de la revisión de la Planificación Obligatoria de redes de transporte de gas y electricidad, que añadirá claridad y seguridad en cuanto al proyecto estratégico de Enagás, al calificar como urgente y obligatoria la puesta en marcha de la gran mayoría de las infraestructuras que constituyen nuestro programa de inversiones hasta el año 2012.

En los próximos siete años la Compañía tiene el gran reto y oportunidad de invertir al menos 3.500 millones de euros, lo que supondrá un crecimiento de activos y por lo tanto de ingresos muy superior al de las compañías comparables a nivel nacional e internacional.

## **Responsabilidad Corporativa**

Enagás asume como fundamental en su quehacer diario la necesidad de desarrollar sus actividades en un entorno en el que los resultados económicos estén en consonancia con la responsabilidad social y el respeto al medio ambiente.

El protocolo de Kyoto, vigente desde 2005, exige la reducción de gases invernadero. Enagás con su labor de transportar el combustible más limpio y eficiente al mayor número de usuarios, contribuye a la reducción de estas emisiones en el territorio español. Además, la Compañía asume el compromiso de realizar un esfuerzo continuado en identificar, caracterizar y mejorar el impacto ambiental derivado de sus actividades e instalaciones, y procurar una utilización eficiente de las mismas.

Por otro lado, en materia laboral y social, Enagás continúa avanzando en su política de facilitar el desarrollo profesional y personal de nuestros empleados, tratando de introducir siempre las mejores prácticas y respetando las inquietudes sociales de nuestro entorno.

En el pasado ejercicio, además, hemos seguido avanzando en nuestro compromiso de transparencia y Buen Gobierno, superando los mínimos establecidos por la legislación vigente y las recomendaciones de las distintas instituciones.



## Conclusión

Por último, estimados accionistas, como Presidente de Enagás me gustaría agradecerles en nombre del Consejo de Administración y en el mío propio su confianza depositada en la Compañía, agradecimiento que hago extensivo al excelente equipo humano de Enagás que, con su dedicación y profesionalidad, hacen posible que nuestra empresa continúe siendo una referencia clara del sector energético español y europeo.

Muchas gracias



Antonio González-Adalid  
Presidente





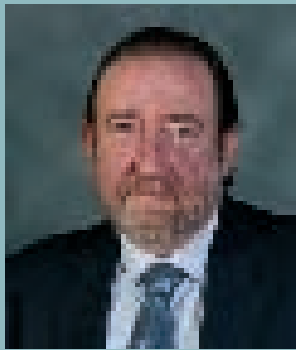
МОНУМЕНТ  
МЕРУЮЩИЙ



Órganos  
Rectores



**Antonio González-Adalid  
García-Zozaya**



**Jesús David Álvarez  
Mezquíriz**



**Carlos Egea Krauel**



**José Manuel Fernández  
Norniella**



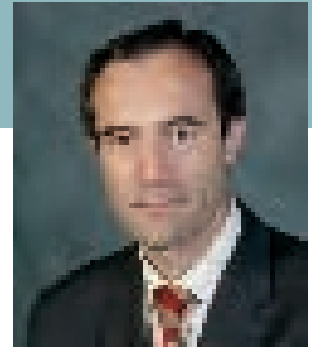
**Salvador Gabarró Serra**



**Sir Robert Malpas**



**Dionisio Martínez Martínez**



**Manuel Menéndez  
Menéndez**

## Órganos Rectores *Consejo de Administración*

### Presidente

**Antonio González-Adalid  
García-Zozaya**  
(Consejero Ejecutivo)

### Consejeros

**Jesús David Álvarez Mezquíriz**  
(Independiente)

- Consejero de Bodegas Vega Sicilia, S.A.
- Consejero de Eulen, S.A.
- Consejero de El Enebro, S.A.

### Carlos Egea Krauel

(Consejero Dominical propuesto por Sagane  
Inversiones, S.L.)

- Director General de la Caja de Ahorros de Murcia.
- Consejero de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA).
- Vicepresidente de Ahorro Corporación.
- Consejero de Caser, S.A.

### José Manuel Fernández Norniella

(Independiente)

- Presidente honorario del Grupo Ebro Puleva.
- Consejero de Iberia, S.A.
- Consejero de Endesa, S.A.

### Salvador Gabarró Serra

(Consejero Dominical propuesto por Gas  
Natural SDG S.A.)

- Presidente de Gas Natural SDG S.A.
- Vicepresidente Primero de La Caixa.
- Consejero de Caixabanc Francia.

### Sir Robert Malpas

(Independiente)

- Chairman de "Evolution" (Disuelta en enero 2006)
- Non-Executive Director de Agcert P.L.C. Dublin.

### Dionisio Martínez Martínez

(Independiente)

- Consejero de Invercaixa (Disuelta en 2005).
- Vocal de la Comisión General de Codificación.
- Presidente de Boysep Investment SICAV, S.A.
- Secretario del Consejo de Administración de EBN Banco, S.A.
- Secretario del Patronato de la Fundación de Estudios de Economía Aplicada (FEDEA).

### Manuel Menéndez Menéndez

(Consejero Dominical. Representante de CIC,  
S.L, Cajastur)

- Presidente del Consejo de Administración de Caja de Ahorros de Asturias.
- Presidente del Consejo de Administración de Hidrocantábrico.
- Vocal del Consejo de Administración de la Confederación Española de Cajas de Ahorros.

### Luis Javier Navarro Vigil

(Consejero Dominical propuesto por BP  
Energía, S.A.)

- Presidente y Consejero de BP España, S.A.U. y BP GAS ESPAÑA S.A.U.
- Consejero de CLH, S.A.

### José Luis Olivas Martínez

(Consejero Dominical. Representante de  
Bancaja)

- Presidente de la Federación Valenciana de Cajas de Ahorros.
- Presidente del Grupo Bancaja
- Presidente del Banco de Valencia.
- Consejero de Abertis Infraestructuras, S.A.
- Consejero de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA).

### Martí Parellada Sabata

(Independiente)

- Catedrático de la Universidad de Barcelona.
- Patrono de la Fundación ICO.
- Director del Instituto de Economía de Barcelona.
- Presidente de Comforsa, S.A.
- Consejero de la Agrupación Mutua del Comercio y de la Industria.
- Consejero de Eplicsa, S.A.
- Consejero de Fibracolor, S.A.

### Ramón Pérez Simarro

(Independiente)

- Ex Director General de la Energía.
- Ex Secretario General de la Energía y Recursos Minerales.
- Ex Secretario General Técnico del Ministerio de Industria.
- Ex Profesor en la Universidad Autónoma de Madrid.



Luis Javier Navarro Vigil



José Luis Olivas Martínez



Martí Parellada Sabata



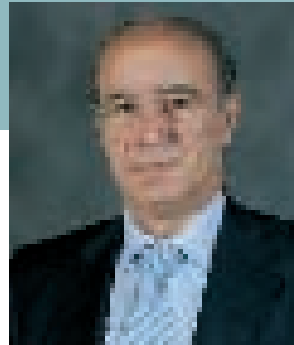
Ramón Pérez Simarro



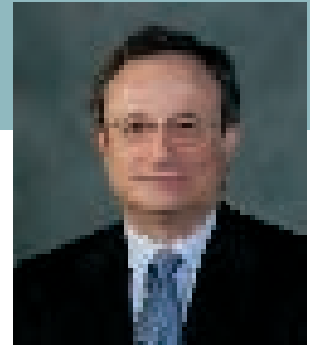
José Riva Francos



Vicente Sala Belló



Antonio Téllez de Peralta



Rafael Villaseca Marco

**José Riva Francos**  
(Independiente)

- Vicepresidente y Consejero Delegado de las empresas del Grupo Suardiaz.
- Consejero de Logista, S.A.
- Consejero de Red Eléctrica de España, S.A.

**Vicente Sala Belló**  
(Consejero Dominical. Representante de Incomed, Caja de Ahorros del Mediterráneo)

- Presidente del Consejo de Administración de la Caja de Ahorros del Mediterráneo (CAM).

**Antonio Téllez de Peralta**  
(Independiente)

- Director General para Sociedades Participadas, adjunto al Presidente, del Grupo Leche Pascual.

**Rafael Villaseca Marco**  
(Consejero Dominical propuesto por Gas Natural SDG, S.A.)

- Consejero Delegado de Gas Natural SDG, S.A.
- Presidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L.

**Secretario del Consejo**  
**Luis Pérez de Ayala Becerril**

**Vicesecretaria del Consejo**  
**Beatriz Martínez-Falero García**

**Comisión de Auditoría y Cumplimiento**

- Presidente: Luis Javier Navarro Vigil
- Miembros: Sir Robert Malpas  
José Luis Olivas Martínez  
Martí Parellada Sabata

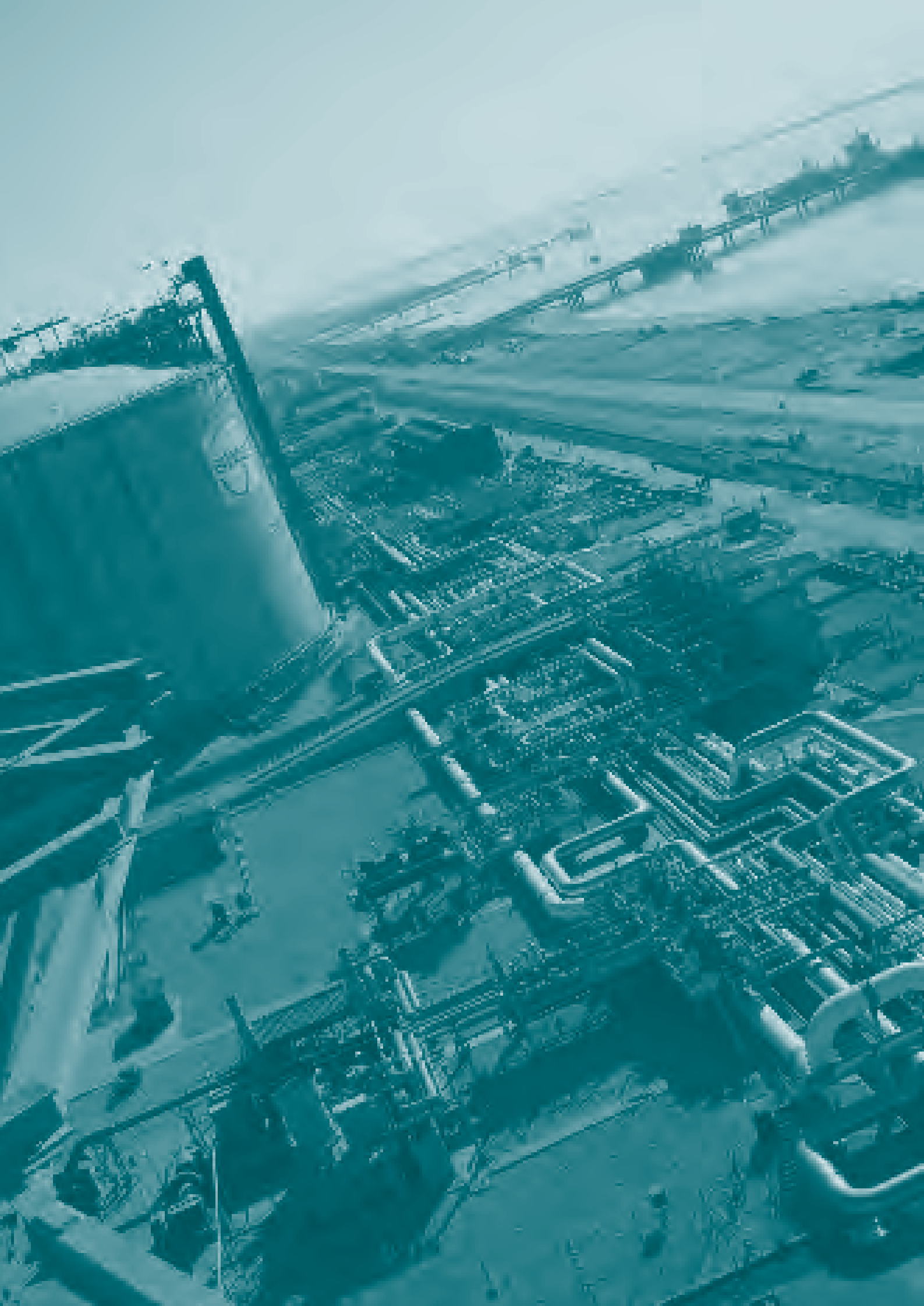
**Comisión de Nombramientos y Retribuciones**

- Presidente: Salvador Gabarró Serra
- Miembros: Dionisio Martínez Martínez  
Ramón Pérez Simarro

**Comité de Dirección**

- Antonio González-Adalid García-Zozaya  
(Presidente)
- Antonio García Mateo  
(Dirección General Tecnología, Ingeniería y Compras)
- Javier González Juliá  
(Dirección General Operación del Sistema)
- Juan Manuel Llabrés Estabén  
(Dirección General Estrategia y Regulación)
- Diego de Reina Lovera  
(Dirección Financiera)
- José Ferrándiz Alarcón de la Lastra  
(Secretaría Técnica)
- Erundino Neira Quintas  
(Dirección Recursos Humanos)
- Luis Pérez de Ayala Becerril  
(Dirección Asuntos Jurídicos)
- Ramón Sánchez Valera  
(Dirección Transporte)

Durante 2005, el 17 de febrero, Enrique Locutura Rupérez cesó en su cargo de Consejero, siendo sustituido por el Consejero Rafael Villaseca Marco, que ostentaba la condición de Independiente, y pasa a ser considerado como Consejero Dominical a propuesta de Gas Natural SDG. El 17 de marzo, Martí Parellada Sabata fue nombrado Consejero, con la consideración de Consejero Independiente. El 28 de julio, Ramón Blanco Balín dimitió como miembro del Consejo de Administración de Enagás. Ramón Blanco era Consejero Dominical y había sido nombrado a propuesta de Gas Natural SDG, S.A. El 21 de septiembre, Antonio Téllez de Peralta fue nombrado Consejero, con la consideración de Consejero independiente.





Síntesis del  
Ejercicio  
2005

# Síntesis del ejercicio 2005

**12 de enero:** Enagás abonó un dividendo bruto de 0,13 euros por acción a cuenta de los resultados del ejercicio 2004.

**20 de enero:** Se inauguraron el gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid de 636 kilómetros de longitud y la estación de compresión de Villafranca de Córdoba. El acto estuvo presidido por Sus Altezas Reales, los Príncipes de Asturias.

**27 de enero:** La demanda de gas natural alcanzó un máximo histórico de 1.503 GWh como consecuencia de las bajas temperaturas que se registraron en el país. Esta punta de consumo supuso un incremento del 20,5% con respecto a la alcanzada en el año 2004.

**18 de febrero:** Enrique Locutura Rupérez dimitió como miembro del Consejo de Administración de Enagás.

Para sustituirle, Gas Natural SDG propuso que el Consejero Rafael Villaseca Marco, que ostentaba la condición de Independiente, y que recientemente había sido designado Consejero Delegado de Gas Natural, pasara a ser considerado como Consejero Dominical.

Previo informe de la Comisión de Nominamientos y Retribuciones, el Consejo de Administración de Enagás acordó que Rafael Villaseca Marco pasara a tener la condición de Consejero Dominical, propuesto por el accionista Gas Natural SDG.

Rafael Villaseca Marco dimitió como miembro de la Comisión de Nominamientos y Retribuciones de Enagás y su puesto fue ocupado por Ramón Pérez Simarro, que a su vez abandonó la Comisión de Auditoría, de la que hasta esta fecha formaba parte.

**17 de marzo:** El Consejo de Administración de Enagás nombró como Consejero Independiente a Martí Parellada Sabata. También se le nombró miembro de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento.

**21 de marzo:** Enagás remitió a la CNMV el Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio 2004.

**22 de abril:** Enagás celebró su Junta General de Accionistas en segunda convocatoria, en la que se aprobaron

las 7 propuestas de acuerdos que se presentaron al sometimiento de la Junta.

Mediante la aprobación de la propuesta cuarta del orden del día, se procedió al nombramiento como Consejeros de Enagás a Salvador Gabarró Serra, Martí Parellada Sabata y Ramón Pérez Simarro, que hasta la ratificación por parte de la Junta General habían sido nombrados Consejeros por cooptación.

Como punto quinto del orden del día, se aprobó la supresión de la disposición transitoria única de los Estatutos Sociales. Con la supresión de esta norma, ningún accionista podrá, desde esta fecha, ejercer derechos políticos por encima del 5% del capital social de Enagás.

**17 de mayo:** Enagás inició en Denia (Alicante) las prospecciones geológicas previas a la construcción del gasoducto de 250 kilómetros que unirá la red peninsular con Ibiza y Mallorca, adjudicado a la Compañía en julio de 2004.

**16 de junio:** La agencia internacional Fitch Ratings otorgó a Enagás las calificaciones crediticias de A+ (largo plazo) y F1 (corto plazo), con perspectiva estable en ambos casos.

**4 de julio:** Enagás abonó un dividendo complementario bruto de 0,20 euros brutos por acción con cargo a los beneficios del ejercicio 2004, tal y como se aprobó en la Junta General de Accionistas.

**18 de julio:** Enagás inauguró el tercer tanque de almacenamiento de GNL de la Planta de Cartagena de 127.000 m<sup>3</sup> de capacidad.

**28 de julio:** Ramón Blanco Balín dimitió como miembro del Consejo de







Administración de Enagás. Ramón Blanco era Consejero Dominical y había sido nombrado a propuesta de Gas Natural SDG, S.A.

**21 de septiembre:** El Consejo de Administración de Enagás, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, acordó nombrar Consejero Independiente de la Compañía a Antonio Téllez de Peralta.

**29 de noviembre:** La demanda de gas natural alcanzó un máximo histórico de 1.529 GWh, el equivalente a 223.000 m<sup>3</sup>

de gas natural licuado (GNL). De esta cantidad, 485 GWh se destinaron al mercado eléctrico.

**22 de diciembre:** El Consejo de Administración de Enagás acordó distribuir un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2005 de 0,16 euros brutos por acción, un 23% superior al dividendo a cuenta del ejercicio pasado.

El pago de dicho dividendo se efectuó el 12 de enero de 2006.

**30 de diciembre:** Se publicó la Orden Ministerial ITC/4099/2005, en la que se estableció la retribución aplicable a las actividades reguladas del sector gasista para el año 2006.

Adicionalmente, ese mismo día se publicó la Orden ITC/4100/2005, en la que se establecieron los peajes y cánones para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas. El 30 de diciembre también se publicó la Orden ITC/4101/2005, relativa a las tarifas aplicables para el gas natural.

## Desarrollo del Marco Regulatorio

**31 de enero:** Se publicó la Orden Ministerial ITC/102/2005, de 28 de enero, en la que se estableció la retribución aplicable a las actividades reguladas del sector gasista para el año 2005.

En la misma fecha, se publicaron las Órdenes ITC/103/2005, por la que se establecieron los peajes y cánones para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la Orden ITC/104/2005, relativa a las tarifas aplicables para el gas natural.

**25 de febrero:** El Consejo de Ministros suscribió un acuerdo por el que se adoptaron mandatos para poner en marcha una serie de medidas de impulso de la productividad (publicado en el BOE de 2 de abril). Entre estos mandatos destacan, entre otros, el de elaboración de una propuesta para reforzar la independencia de las compañías que realizan actividades de transporte y operación del sistema en el sector de hidrocarburos líquidos y gaseosos o el de adaptación de la legislación española a la europea.

**14 de marzo:** Se publicó el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.

**3 de agosto:** Se publicó el Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, en el que se estableció que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Na-

cional de Energía, determinará antes del 1 de enero de cada año, la retribución que corresponda percibir a los usuarios que operan en el sistema gasista español, para hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo correspondiente a la retribución.

**3 de noviembre:** Se publicó el Reglamento (CE) num. 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo de 28 de septiembre de 2005 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

**11 de octubre:** Se publicó la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista. Las normas desarrollan las condiciones técnicas básicas de uso de las instalaciones y los procedimientos a seguir por los sujetos que intervienen en el sistema gasista en todas las fases de la operación del sistema, de forma que se garantice la calidad, continuidad y seguridad del suministro, y en consecuencia un funcionamiento más eficiente del sistema gasista.

Estas normas marcan las directrices para la gestión de las instalaciones y los procedimientos básicos de operación del sistema, tanto en condiciones normales como en situación excepcional o de emergencia.

**19 de noviembre:** Se publicó la Ley 24/2005 de Reformas para el impulso de la productividad de 18 de noviembre que modificó ciertos aspectos de la Ley de Hidrocarburos 34/1998. En-

tre otros aspectos desaparece el carácter de mínimo exigible en las instalaciones sujetas a la planificación obligatoria (pasan a tener carácter obligatorio), así como habilita a la CNE para resolver las liquidaciones de gas.



**25 de noviembre:** Se publicó la Orden ITC 3655/2005, de 23 de noviembre, por la que se modificaron las Órdenes Ministeriales de retribución, peajes y tarifas, así como la de liquidaciones, para adaptarlas a los preceptos establecidos en el Real Decreto 942/2005.

**30 de noviembre:** Se publicó la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprobó el Plan de Actuación Invernal 2005-2006, para la operación del sistema gasista.

Enagás, en su condición de Gestor Técnico del Sistema Gasista, elaboró y presentó una propuesta para la

operación invernal durante el invierno 2005-2006, que se aprobó el 28 de noviembre por la Dirección General de Política Energética y Minas.

El Plan de Gestión Invernal fue de aplicación a todos los usuarios del Sistema desde el 1 de diciembre de 2005 hasta el 31 de marzo de 2006. Las disposiciones más importantes fueron:

- Establecer las reservas y extracción permitidas en almacenamientos subterráneos de los distintos agentes que operan en el mercado.
- El Gestor Técnico del Sistema podrá gestionar como servicio de almacenamiento suplementario de gas natural licuado para el mercado a tarifa el fletamento de buques metaneros,



- Establecer la variación de existencias máximas permitidas para los transportistas y comercializadores que aporten gas al sistema, en cada uno de los meses del periodo invernal.
- Con carácter excepcional y por razones de garantía de suministro motivadas por restricciones técnicas zonales en la red, se reserva una capacidad de entrada de 270.000 m<sup>3</sup>(n)/h, por el punto de conexión internacional de Larrau.
- Establecer las existencias mínimas de seguridad en el conjunto de los tanques de almacenamiento de gas natural licuado de las plantas de regasificación durante los meses del Plan Invernal.

hasta un volumen máximo total de 160.000 m<sup>3</sup> de capacidad, almacenamiento que se mantendrá en zonas designadas al efecto. Dicho almacenamiento podrá estar disponible desde el primero de diciembre de 2005 hasta el 15 de marzo de 2006, o con anterioridad a la última fecha en caso de que la entrada en operación de nuevas infraestructuras lo permita.

- Durante los periodos definidos como "olas de frío" o situaciones de operación excepcional que afecten al aprovisionamiento del mercado a tarifa, se asignarán hasta 13 GWh/día suplementarios para el abastecimiento del citado mercado a tarifa.

**30 de diciembre:** Se publicó la Orden Ministerial ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, por la que se establece el régimen retributivo aplicable a las actividades reguladas del sistema gasta para el ejercicio 2006.

Como en años anteriores el objeto de esta Orden Ministerial es establecer y actualizar el régimen retributivo aplicable a las actividades reguladas, definiendo los elementos que integran las mismas, y estableciendo las medidas necesarias para garantizar la adecuada prestación del servicio.

La retribución de las infraestructuras de transporte que se encuentran en servicio y las que se pondrán en explotación durante 2006, no representa más que un 9% de los costes totales del sistema español de gas natural, todavía inferior al peso del año anterior, que fue del 10%.

De acuerdo con la Orden ITC/4099/2005, la retribución total estimada de Enagás para el año 2006, procedente de actividades reguladas, significaría un incremento máximo en torno al 14% respecto al año anterior.

En esta retribución total se incluye el coste fijo acreditado correspondiente a los activos puestos en marcha hasta el 31 de diciembre de 2004, más la retribución para los activos puestos en servicio durante el año 2005 y la previsión de retribución asignable a las instalaciones con puesta en explotación estimada a lo largo del año 2006.

Incluye además la previsión de la retribución por gestión de compraventa de gas para el suministro al mercado a tarifa, la retribución por la actividad de gestión técnica del



sistema y la retribución de la inversión en la compra del gas natural con destino al nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de los gasoductos.

En la Orden Ministerial se determina el procedimiento para retribuir los costes de almacenamiento de gas natural licuado en buques, tal y como se determina en el Plan Invernal aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de noviembre de 2005.

Para la actualización de la retribución 2006 se corrigieron las previsiones aplicadas de los datos del IPC e IPRI del año 2004, al disponer para dicho año de los valores definitivos.

Las principales variables de referencia (índice de eficiencia, diferencial sobre el bono a 10 años y factor de utilización de las plantas de regasificación) se mantuvieron en los mismos términos que en los años precedentes.

En la misma fecha, se publicó la Orden ITC/4101/2005, relativa a las tarifas aplicables para el gas natural.

Las tarifas medias aumentaron alrededor del 4% para clientes domésticos y el 11% para clientes industriales, debido a la importante subida del coste de la materia prima.

Además, mediante esta Orden Ministerial se aclaran las obligaciones de Enagás en su responsabilidad de atender las necesidades del mercado a tarifa y garantizar el suministro a los clientes de dicho segmento.

La Orden ITC/4101/2005 eliminó las tarifas del grupo 1 (consumidores con presión superior a 60 bares), subgrupos 2.5 y 2.6 (consumo superior a 100.000.000 kWh/año) y las del grupo 4 (consumos interrumpibles). Los consumidores afectados pasarán a suministrarse en el mercado liberalizado, aunque con carácter transitorio se establecen unas tarifas nuevas,

con una duración determinada y definida en cada caso.

Por último, en la Orden ITC/4100/2005 se establecieron los peajes y cánones para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Los peajes asociados al acceso de terceros a los servicios de regasificación del sistema se mantienen constantes respecto al ejercicio 2005, mientras que los de transporte y almacenamiento subterráneo disminuyeron el 1,3%.

Desde el año 2001 los peajes de transporte se redujeron un 11,5% en términos nominales y en torno al 28% en términos reales, si se considera la previsión de inflación del Gobierno para 2006.

Como principales novedades, destaca la creación de nuevos peajes:

- Peajes aplicables a contratos de duración inferior a un año que satisfacen las necesidades de las comercializadoras que realicen operaciones puntuales o cuya continuidad esté marcada por la incertidumbre.
- Peajes interrumpibles, un 52% inferiores en media al coste del peaje de transporte y distribución en firme, y cuyo objetivo es el pago por un servicio de acceso de terceros a la red que se preste bajo condiciones de discontinuidad, en caso de indisponibilidad de las instalaciones.
- Peaje de tránsito internacional, sujeto a la aprobación del Gestor Técnico del Sistema, dependiente de la distancia entre el punto de entrada y salida y de aplicación a los flujos de gas que tengan como destino un punto de salida del sistema gasista español.



Accionistas  
e Inversores

# Accionistas e Inversores

En 2005, los principales mercados bursátiles siguieron una tendencia alcista por tercer año consecutivo. El ejercicio estuvo marcado por el fuerte incremento del precio de las materias primas, subidas moderadas desde mínimos en tipos de interés y la evolución positiva de los resultados de las compañías cotizadas.

La bolsa española cerró el año con una revalorización anual del 20,6% y su índice de referencia, el Ibex 35, lo hizo en un 18,31%, situándose al finalizar el ejercicio 2005 en los 10.724 puntos.

## Evolución del valor

En el año 2005 la acción de Enagás subió un 29,51%, hasta los 15,80 euros por acción. La revalorización del valor fue más elevada que la de todos sus índices de referencia: IGBM

(+20,6%), Ibex 35 (+18,31%), y Dow Jones Stoxx 600 (+23,5%).

El máximo anual e histórico del valor desde la salida a Bolsa en junio de 2002 se alcanzó el 22 de diciembre de 2005, con un cierre de 16,00 euros por acción, mientras que la cotiza-

ción mínima del año fue el 16 de marzo con 11,46 euros por acción. La cotización media del ejercicio fue de 13,66 euros por título.

El número de acciones de Enagás negociadas durante las 256 sesiones de Bolsa del año 2005 fue de 425,8 mi-

## Variables bursátiles y financieras por acción

	2002	2003	2004	2005
Nº de acciones (millones)	238,7	238,7	238,7	238,7
Capitalización (millones de euros)*	1.384,5	2.053,1	2.912,6	3.771,5
Precio 31 diciembre (euros)	5,80	8,60	12,20	15,80
Cotización máxima (euros)	6,49	8,68	12,20	16,00
Cotización mínima (euros)	5,11	5,79	8,19	11,46
Media (euros)	5,73	7,13	9,44	13,66
Días cotizados	128	250	250	256
<hr/>				
Volumen de acciones (millones)	304,5	223,3	255,7	425,8
Volumen efectivo (millones de euros)	1.903,5	1.574,5	2.416,2	5.710,8
<hr/>				
Beneficio neto por acción (BPA)*	0,46	0,59	0,66	0,80
Valor contable por acción *	3,57	3,91	4,18	4,65
<hr/>				
Dividendo por acción (DPA)	0,23	0,30	0,33	0,40(**)
<hr/>				
PER (Precio/Beneficio neto)*	12,61	14,58	18,42	19,75
PVC (Precio/Valor Contable por acción)*	1,62	2,20	2,86	3,40

\* Datos a 31 de diciembre.

\*\*Condicionado a la aprobación del reparto del dividendo final por la Junta General de Accionistas.

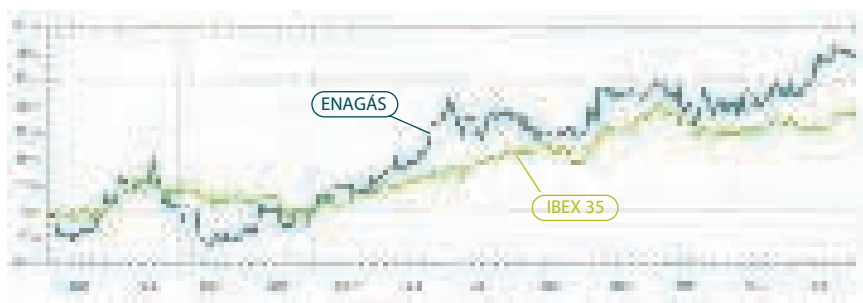
• Los ejercicios 2004 y 2005 han sido contabilizados bajo criterios NIIF.

lones, un 66,5% superior al dato registrado a diciembre de 2004, lo que refleja la elevada liquidez del valor. El volumen efectivo contratado fue de 5.710,8 millones de euros, situándose en el puesto 25 de los valores más negociados del mercado continuo.

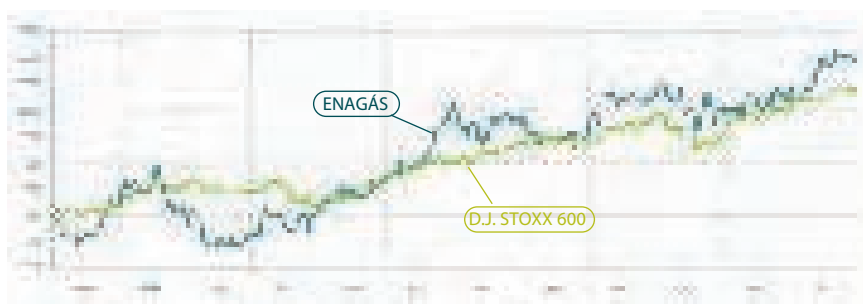
La capitalización bursátil de Enagás a 31 de diciembre de 2005, fue de 3.771,46 millones de euros, un 29,51% superior a la alcanzada en la misma fecha del año anterior.



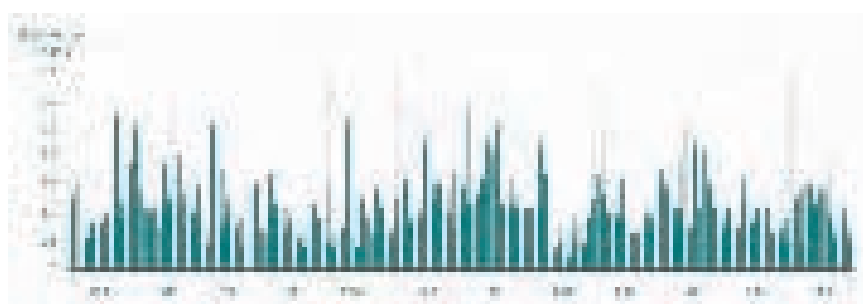
### Enagás vs Ibex 35 en 2005



### Enagás vs D.J. Stoxx 600 en 2005



### Volumen de Enagás en 2005



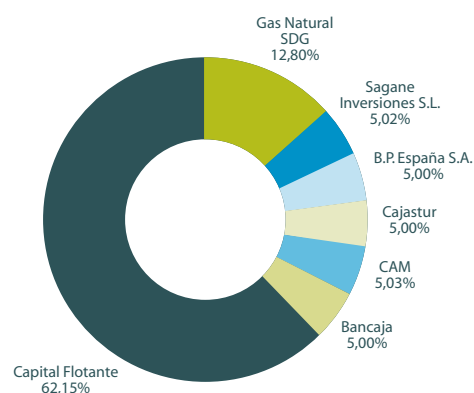
### Capital social y estructura accionarial

A 31 de diciembre de 2005, el capital social de Enagás, totalmente suscrito y desembolsado, ascendía a 358.101.390 euros, representado por 238.734.260 acciones ordinarias de 1,5 euros de valor nominal cada una, que están admitidas a cotización oficial en las cuatro Bolsas de Valores

españolas y se contratan en el mercado continuo. Este capital social está representado mediante anotaciones en cuenta, siendo Iberclear y sus entidades adheridas los responsables del registro contable de las acciones de Enagás.

Durante el año 2005 se produjeron variaciones en las participaciones significativas en el capital de Enagás. Gas Natural SDG redujo en el

## Composición accionarial a 31-12-2005



ja) con el 5,000% y la Caja de Ahorros del Mediterráneo (CAM) con un 5,027%.

El capital flotante (*"free float"*) de la Compañía a 31 de diciembre se situó en el 62,151% sobre el total de acciones de Enagás.

De acuerdo a la normativa bursátil y como consecuencia del aumento en el capital flotante de la Compañía, el Comité Asesor Técnico de la Sociedad de Bolsas acordó, con efecto 1 de julio de 2005, aumentar la participación de Enagás en el Ibex 35 desde el 80% al 100% de la capitalización bursátil, por lo que al finalizar el año el peso de la acción de la Compañía en el Ibex 35 era del 0,92%.

Según los datos proporcionados por Iberclear con motivo de la Junta General de Accionistas 2005, Enagás cuenta con 89.076 accionistas. Aproximadamente un 45% del capital flotante de la Compañía es nacional, mientras que el 55% restante corresponde a inversores internacionales, fundamentalmente localizados en Estados Unidos, Reino Unido y Alemania.

## Estructura accionarial

Nº de acciones por accionista	Accionistas	Total acciones	Participación en el capital
Hasta 500	79.999	14.808.146	6,20%
501 - 10.000	8.556	12.363.732	5,18%
10.001 - 50.000	383	8.309.530	3,48%
50.001 - 100.000	72	5.021.278	2,10%
100.001 - 500.000	113	25.094.811	10,51%
500.001 - 1.000.000	21	14.388.836	6,03%
Más de 1.000.001	22	158.747.927	66,50%
<b>Total</b>	<b>89.076</b>	<b>238.734.260</b>	<b>100,00%</b>

\* Datos proporcionados por Iberclear con motivo de la Junta General de Accionistas 2005

transcurso del año un 13,3% su participación en el capital de la Compañía, finalizando el ejercicio 2005 con un 12,8% de las acciones de Enagás. En el resto de accionistas significativos y participaciones, no hubo cambios respecto a 31 de diciembre

de 2004: Sagane Inversiones disponía del 5,022% del capital de Enagás, B.P España S.A. participaba con el 5,000%, la Caja de Ahorros de Asturias (Cajastur) lo hacía con el 5,000%, la Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante (Banca-

## Dividendos

Dentro de la política de creación de valor para el accionista y como consecuencia de los resultados obtenidos por Enagás en el ejercicio 2005, el



## Dividendos

	2002	2003	2004	2005
Importe total (millones de euros)	55,035	71,009	79,063	95,480
A cuenta	21,486	28,648	31,035	38,197
Complementario	33,549	42,361	48,028	57,283(**)
Dividendo bruto por acción (euros)	0,23	0,30	0,33	0,40(**)
A cuenta	0,09	0,12	0,13	0,16
Complementario	0,14	0,18	0,20	0,24(**)
% sobre nominal	15,3%	20,0%	22,1%	26,6%
Rentabilidad por dividendo*	4,0%	3,5%	2,7%	2,5%
Pay-out (%)***	50%	50%	50%	50%

\* Datos a 31 de diciembre.

\*\* Condicionado a la aprobación del reparto de dividendo final por la Junta General de Accionistas.

\*\*\* Porcentaje del Beneficio Neto destinado al reparto de dividendos.

Consejo de Administración de la Compañía propone a la Junta General de Accionistas un reparto de dividendo de 0,40 euros brutos por acción, lo que representa, en caso de su aprobación, un aumento del 20,8% respecto al repartido en el ejercicio anterior.

El 12 de enero de 2006 se distribuyó un dividendo bruto, a cuenta de los beneficios del ejercicio 2005, de 0,16 euros por acción, lo que significa, en caso de aprobarse, que se propone como dividendo bruto complementario del ejercicio 2005, la cantidad de 0,24 euros por acción.

Este dividendo supone distribuir entre los accionistas por tercer año consecutivo el 50% del Beneficio Neto Consolidado después de impuestos, lo que demuestra el compromiso de Enagás de maximizar la creación de valor para sus accionistas.

La rentabilidad por dividendo asciende al 2,53% sobre la cotización de cierre de 2005.



## Transparencia y comunicación

Durante el año 2005, Enagás continuó su plan de comunicación con accionistas, inversores institucionales y analistas financieros con unos niveles de transparencia y regularidad cada vez más elevados. Este esfuerzo fue reconocido por la encuesta *Thomson Extel Pan-European Survey 2005*, que situó a Enagás como una de las cinco mejores compañías españolas en su actividad de Relación con Inversores.

Los cauces más utilizados son las presentaciones en foros, reuniones, conferencias, *roadshows* en las principales plazas financieras y la página web corporativa de la Compañía.

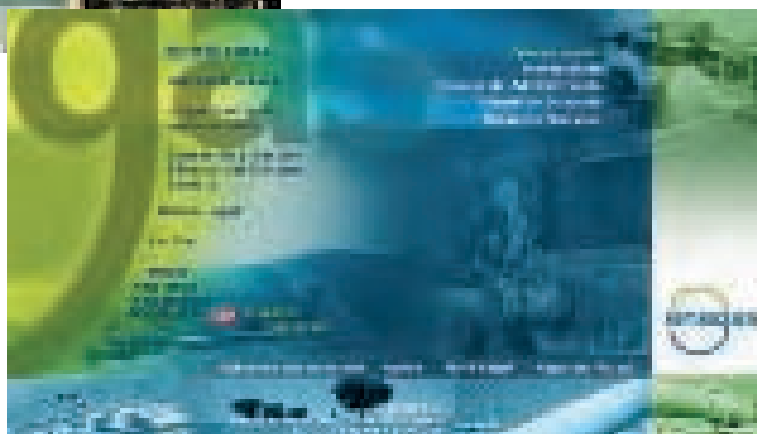
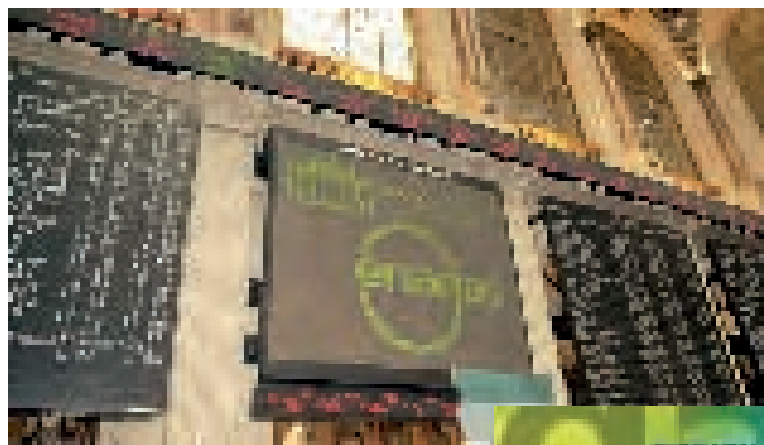
Se realizaron cuatro multiconferencias de resultados trimestrales y una *web-cast* para presentar al mercado los resultados del año 2005. La audiencia media en dichas conferencias mantiene una tendencia alcista, superando los 60 oyentes por conferencia.


Enagás puso en conocimiento del organismo regulador de los mercados (CNMV) y de la Sociedad de Bolsas, toda la información puntual relativa a cualquier acontecimiento relevante que se produjo en relación con la Compañía. Durante el ejercicio 2005, se realizaron un total de 32 comunicaciones. Se celebraron reuniones con más de 500 inversores institucionales y analistas, tanto en las oficinas centrales de Enagás como en diferentes viajes por Europa y Estados Unidos.

A través de la Oficina del Accionista de Enagás y de la página web en internet ([www.enagas.es](http://www.enagas.es)), se atendieron las consultas y requerimientos de información de los accionistas y analistas de la Compañía.

Durante el año se contestaron más de 1.000 e-mails desde las dos direcciones de correo electrónico, [accionistas@enagas.es](mailto:accionistas@enagas.es) e [investors@enagas.es](mailto:investors@enagas.es), se respondieron más de 1.500 llamadas desde el teléfono gratuito de la Oficina del Accionista (900 100 399) y se realizaron alrededor de 800 envíos postales.

La transparencia y esfuerzo de Enagás para proporcionar a los mercados financieros e inversores una información detallada de la actividad de la Compañía y sus resultados fue utilizada durante el ejercicio 2005 por un total de 33 instituciones financieras que publicaron opiniones sobre la Compañía. Las opiniones de los analistas sobre la acción de Enagás se encuentran permanentemente actualizadas en el capítulo de Accionistas e Inversores de la página web corporativa ([www.enagas.es](http://www.enagas.es)).



The background of the page is a photograph of a desk. In the foreground, there are several sheets of paper, some of which appear to be financial statements or reports, with a pen resting on them. The lighting is warm, creating a professional and focused atmosphere. A dark teal vertical bar is positioned on the right side of the page, containing the title text.

Informe de  
Gestión  
Consolidado

# Informe de Gestión Consolidado

## Principales Magnitudes

Los estados financieros anuales de Enagás se presentan por primera vez adaptados a la nueva normativa contable, las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), sin que se haya producido ningún impacto significativo en el Balance y Cuenta de Resultados del Grupo Enagás.

En el ejercicio 2005, el Grupo Enagás obtuvo un Beneficio Neto Consolidado de 191,0 millones de euros, lo que representa un crecimiento del 20,8% respecto al año 2004.

En esta positiva evolución de los resultados destaca el importante incremento de los ingresos y la estrategia de control de costes operativos y financieros llevada a cabo por el Grupo.

## Resultados anuales consolidados (Millones de euros)

	2001	2002 (*)	2003	2004	2005	Var.% 04/05
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	249,4	333,7	383,0	399,1	478,4	19,9%
Resultado Neto de Explotación (EBIT)	138,1	207,2	249,5	275,1	332,8	21,0%
Resultado de Actividades Ordinarias	98,1	167,8	217,8	242,7	292,4	20,5%
Resultado Neto después de Impuestos	117,8	110,1	142,0	158,1	191,0	20,8%

## Magnitudes financieras (Millones de euros)

	2001	2002 (*)	2003	2004	2005
Total Activos	2.754,6	2.895,7	3.093,0	3.101,4	3.225,6
Fondos Propios	779,6	852,4	932,3	997,8	1.110,4
Deuda Financiera Neta	1.062,2	1.253,0	1.278,7	1.421,0	1.546,6
Inversiones	216,8	192,3	426,3	462,9	358,7
Deuda Neta/EBITDA	4,26 x	3,75 x	3,33 x	3,56x	3,23x
Ratio de cobertura (EBITDA/Intereses)	6,9 x	8,5 x	12,1 x	12,3x	11,1x
Deuda Neta/Total Activos	38,6%	43,3%	41,3%	45,8%	47,9%
ROE después de impuestos	9,6%	13,4%	15,9%	16,4%	18,1%
ROCE después de impuestos	5,0%	6,9%	7,5%	7,7%	8,5%

(\*) Los resultados correspondientes a los años 2001 y 2002 no son comparables como consecuencia del cambio en el marco regulatorio el día 19/02/2002  
 • Los ejercicios 2004 y 2005 han sido contabilizados bajo criterios NIIF.



## Resultados

### Ingresos

En el año 2005 el Margen Bruto de la Cifra de Negocio ascendió a 646,2 millones de euros, un 16,7% superior a la cifra alcanzada en el año 2004.

A este aumento contribuyó fundamentalmente el incremento en la retribución total procedente de actividades reguladas, que se especificó en la Orden ITC/4099/2005 debido a los activos puestos en explotación en los años 2004 y 2005, y al elevado volumen de gas natural licuado regasificado a lo largo del año.

El importe del Margen Bruto de la Cifra de Negocio se desglosa en:

- Un diferencial negativo de 6,4 millones de euros, como resultado de las operaciones de compra y venta de gas necesarias para suministrar el mercado a tarifa.

- Ingresos obtenidos por las actividades reguladas del Grupo que ascendieron a 652,6 millones de euros, es decir, un 16,0% por encima de los 562,5 millones obtenidos a finales de 2004.

Se obtuvieron ingresos por actividades no reguladas que ascendieron a 15,4 millones de euros y otros ingresos de explotación que a 31 de diciembre reflejaron una cifra de 19,3 millones de euros. Durante el ejercicio 2005 se contabilizó una partida como ingreso no recurrente por valor de 3,4 millones de euros, obtenido por la plusvalía de la venta de un tramo de cable de fibra óptica a Gas Natural SDG.

### Gastos

Los costes operativos se mantuvieron en línea con los registrados en los últimos cuatro años, de acuerdo con los objetivos del Grupo Enagás de afianzar su eficiencia operativa. Di-

chos costes experimentaron un crecimiento respecto al año 2004 del 1,4%, muy por debajo del crecimiento de la actividad registrada en el año, en donde la demanda de gas transportada por Enagás aumentó un 13,7% respecto al mismo periodo del año anterior.

- Los Gastos de Personal alcanzaron los 58,2 millones de euros, un 4,1% superior a la alcanzada en el ejercicio anterior. La plantilla, a 31 de diciembre de 2005, se situó en 907 trabajadores, frente a los 904 empleados del año 2004.

En el año 2005 se contabilizaron como gastos de personal no recurrentes 5,3 millones de euros, correspondientes en su mayor parte a indemnizaciones por prejubilaciones.

- La partida de otros gastos de explotación ascendió a 144,3 millones de euros, un 0,3% superior a la obtenida en el año 2004.

### Cash Flow Operativo (EBITDA)

El Cash Flow Operativo (EBITDA) del Grupo creció un 19,9%, hasta 478,4 millones de euros, debido a la positiva evolución de los ingresos y al control operativo de los costes.

Las inversiones puestas en explotación a lo largo del ejercicio por valor de 473,2 millones de euros supusieron un aumento en las dotaciones a la amortización del inmovilizado, que alcanzó la cifra de 145,6 millones de euros, un 17,3% superiores a las registradas en el año 2004.

Bajo criterios NIIF, las subvenciones han pasado de presentarse como ingresos a distribuir, a mostrarse en el activo minorando el valor de los inmovilizados que subvencionan.

Asimismo, las amortizaciones disminuyen en la misma cuantía que la aplicación de las subvenciones, que bajo Plan General Contable se contabilizaban como otros ingresos y ahora minoran el importe de la dotación a la amortización.

En el año 2005 se contabilizó una aplicación de subvención concedida en 2002 y cobrada en 2005. El efecto contable de dicha aplicación minoró las amortizaciones por importe de 3,6 millones de euros.

### Resultado Operativo (EBIT)

Como consecuencia de todo lo anterior el Resultado Operativo (EBIT) fue de 332,8 millones de euros, un 21,0% superior a los 275,1 millones de euros acumulados a diciembre de 2004.

### Resultado Financiero

El Resultado Financiero acumulado en el año 2005, incluyendo la activación de gastos financieros (9,1 millones de euros), reflejó una cifra negativa de 40,4 millones de euros.

La cobertura del gasto financiero por EBITDA, a 31 de diciembre, de 2005 fue de 11,1 veces, uno de los multiplicadores más altos del sector que demuestra la actual liquidez y solvencia del Grupo Enagás.

### Beneficio Neto

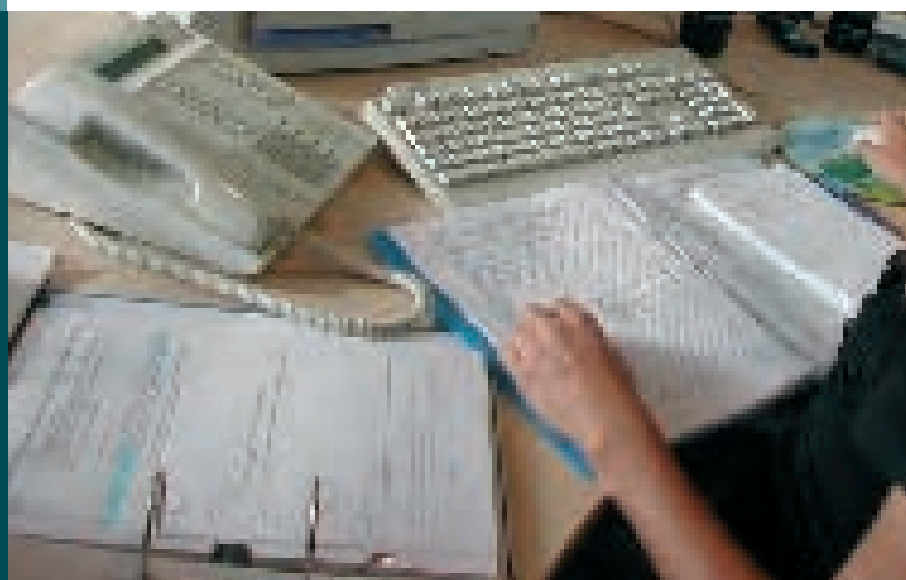
El Grupo Enagás alcanzó en el año 2005 los 191,0 millones de euros como Resultado Consolidado después de impuestos, cifra que representa un crecimiento del 20,8% respecto al obtenido en el ejercicio anterior.

### Inversiones

Durante el año 2005, el importe acumulado de inversiones puestas en explotación ascendió a 473,2 millones de euros, lo que confirma el avance de los objetivos estratégicos anunciados por Enagás y asegura el crecimiento al aumentar la sólida base de infraestructuras remunerables del Grupo.

Las inversiones del año ascendieron a 358,7 millones de euros. El 43% del total de las inversiones efectuadas se destinaron a la construcción o ampliación de la red de transporte, el 56% a proyectos de regasificación y el 1% restante a infraestructuras de almacenamiento subterráneo y otros proyectos.

El Consejo de Administración de Enagás aprobó proyectos de inversión en el año 2005 por importe de 354,1 millones de euros, cifra que corresponde fundamentalmente al proyecto del gasoducto de conexión transversal entre los gasoductos Córdoba-Madrid y Alicante-Valencia, así como las estaciones de compresión asociadas al mismo.



## Estado de flujos de efectivo consolidado (Miles de euros)

	2004	2005
<b>RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>242.654</b>	<b>292.426</b>
<b>Ajustes al resultado neto</b>	<b>124.723</b>	<b>140.668</b>
Amortización de activos fijos	124.053	145.601
Movimiento en provisiones	5.808	3.338
(Beneficios) / pérdidas en la venta de inmovilizado	-19	-3.410
Variación en ingresos a distribuir en varios ejercicios	-6.491	-6.186
Variación en ajustes por periodificación	1.238	661
Otros ajustes	134	684
<b>Variación del capital circulante operativo</b>	<b>94.564</b>	<b>-58.267</b>
(Incremento) / disminución de existencias	22	39
(Incremento) / disminución de deudores	-68.566	68.318
Incremento / (disminución) de proveedores acreedores	162.591	-126.624
(Incremento) / disminución de otros créditos	517	0
<b>Variación impuesto sobre las ganancias a pagar</b>	<b>-90.890</b>	<b>-81.232</b>
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>371.051</b>	<b>293.615</b>
(Inversiones) en capital	-462.934	-358.667
Subvenciones de capital recibidas	1.076	18.460
Flujo neto de efectivo procedente de la venta de activos de capital	0	4.943
(Incremento) / disminución en inmovilizado financiero	11.043	-5.073
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>-450.815</b>	<b>-340.337</b>
Incremento / (disminución) neta en préstamos distintos de descubierto en cuenta	157.133	128.777
Dividendos pagados	-71.010	-79.063
Incremento / (disminución) de otras deudas	-8.909	-3.633
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>	<b>77.214</b>	<b>46.081</b>
Efectivo y otros medios equivalentes a principios del periodo	4.577	2.027
Efectivo y otros medios equivalentes a finales del periodo	2.027	1.386
<b>FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO</b>	<b>-2.550</b>	<b>-641</b>

## Financiación

### Cash Flow Neto

Los recursos procedentes de las operaciones generados en el ejercicio 2005 ascendieron a 293,6 millones de euros.

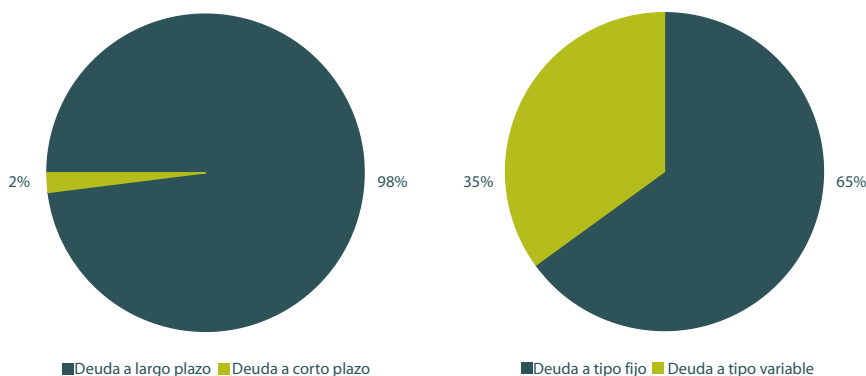
### Evolución del endeudamiento financiero

En el área financiera, Enagás continuó con su política, que tiene como objetivo minimizar el riesgo y optimizar la estructura de balance, financiando las actividades mayoritariamente con deuda a largo plazo y coste fijo, en las mejores condiciones posibles.

El endeudamiento financiero neto de la Compañía, a 31 de diciembre de 2005, ascendió a 1.546,6 millones de euros frente a los 1.421,0 millones de euros acumulados a diciembre de 2004. Al finalizar el ejercicio, el 98% de la deuda financiera era a largo plazo y un 65% se encontraba cubierta mediante instrumentos derivados a un coste fijo máximo del 4,32%.

El ratio de endeudamiento (deuda financiera neta sobre total de activos)

### Estructura de la deuda a 31-12-2005



se situó en el 47,9% al finalizar el año, de acuerdo con la política de Enagás de elevar su endeudamiento de forma moderada en función de su plan inversor, y en consonancia con la naturaleza regulada y estable del negocio de la Compañía.

### Coste de la deuda

El coste medio de la deuda fue del 3,39%, por lo que Enagás finalizó el ejercicio 2005 con uno de los costes financieros más bajos del sector.

Para el periodo 2005-2008 Enagás dispone de instrumentos de cobertura, aplicables a un importe de 1.000 millones de euros del préstamo sindicado firmado en abril de 2003, y que permitirán minimizar el riesgo de tipos de interés, financiando las inversiones en las mejores condiciones posibles a largo plazo con un coste máximo conocido. Entraron en vigor en enero de 2005, con vencimiento en abril de 2008, y un coste fijo máximo del 4,32%.

### Agencias de rating

Standard & Poor's			Moody's			Fitch		
Fecha	Calificación	Perspectiva	Fecha	Calificación	Perspectiva	Fecha	Calificación	Perspectiva
16/01/2004	AA-	Estable a largo plazo	05/07/2004	A2	Positiva a largo plazo	16/06/2005	A+	Estable a largo plazo
05/11/2002	A+	Estable a largo plazo	12/11/2002	A2	Estable a largo plazo			





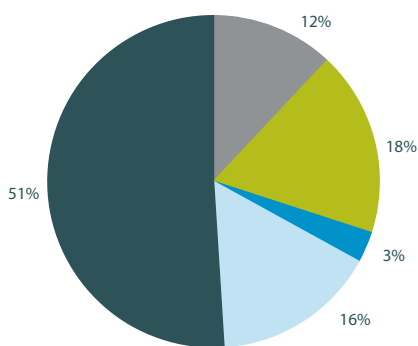
# Actividades

## Operación del Sistema Gasista

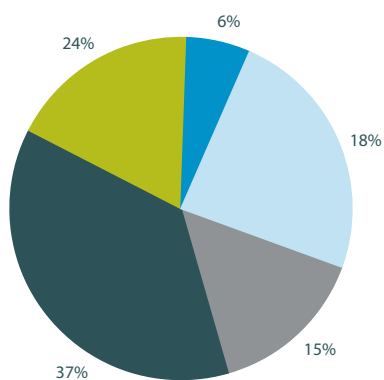
La característica más destacada del mercado del gas en España durante el año 2005 fue el continuado crecimiento de la demanda por encima de las previsiones iniciales, a pesar de los altos precios del gas natural y en especial el del gas natural licuado (GNL), del que procede en la actualidad la mayor parte del gas consumido en España.

Según datos del año 2004, el gas natural significó un 17,8% de la energía primaria consumida en España, frente al 23,5% de la Unión Europea.

Consumo total de energía primaria en España en 2004



Consumo total de energía primaria en U.E. en 2004



## Magnitudes físicas

### Demanda

En el año 2005, la demanda de gas natural transportada para el mercado nacional alcanzó los 376.041 GWh, un 17,6% superior a la registrada en el año 2004. Un 87,7% de dicha demanda (337.327 GWh) fue transportada por Enagás, correspondiendo la diferencia al resto de transportistas que operan en el sistema.

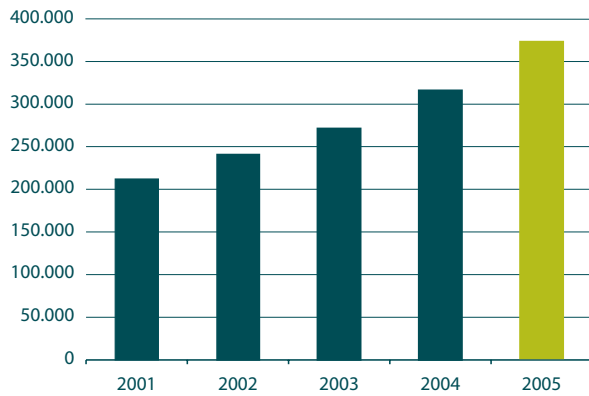
La demanda destinada al mercado liberalizado supuso al finalizar el año 2005 un 83,5% sobre el total, comparado con el 80,6% obtenido el año anterior.

El incremento en la demanda se debió fundamentalmente a la puesta en marcha durante el ejercicio 2005 de 10 nuevos grupos de 400 MW de generación en ciclo combinado. A finales del año, había 25 grupos en operación y seis más en fase de pruebas, frente a los 21 existentes al final de 2004.

En el año 2005, aproximadamente un 19% del total de la energía eléctrica producida en España fue generada utilizando gas natural, para lo que fue necesario transportar 111.167 GWh, un 66,7% más que en el ejercicio anterior. Este consumo de gas natural significó un 29,6% so-



## Evolución de la demanda de gas transportada (GWh)

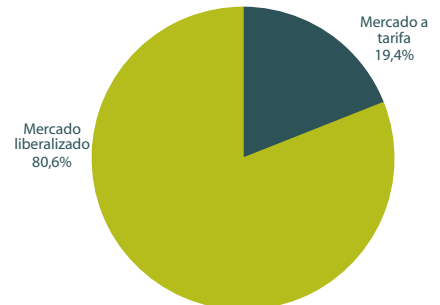


bre el total de la demanda, que frente al 20,9% alcanzado en el año 2004, consolida a este segmento como fundamental para el desarrollo del sector.

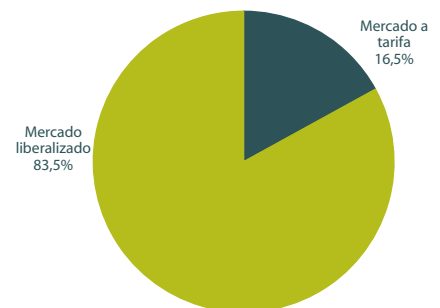
La demanda transportada para el sector convencional, que engloba el consumo doméstico comercial e industrial, ascendió a 264.874 GWh, un 4,7% superior a la obtenida en 2004. Además del crecimiento alcanzado

en todos los sectores, en el año 2005 se volvieron a registrar importantes puntas de demanda. En el mes de noviembre, y como consecuencia de las bajas temperaturas que se dieron en el país, la demanda de gas natural alcanzó un máximo histórico de 1.529 GWh, equivalente a 223.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado (GNL). De esta cantidad, 485 GWh se destinaron al mercado eléctrico.

## Cuota de mercado 2004



## Cuota de mercado 2005



■ Mercado liberalizado ■ Mercado a tarifa

## Demanda por sectores (GWh)

	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Mercado liberalizado</b>					
Mercado convencional	80.969	122.000	165.664	199.528	215.145
Ciclos combinados	-	11.192	28.871	58.206	98.705
<b>Total</b>	<b>80.969</b>	<b>133.192</b>	<b>194.535</b>	<b>257.734</b>	<b>313.850</b>
<b>Mercado a tarifa</b>					
Mercado convencional	118.186	93.695	69.545	53.401	49.729
Generación eléctrica	12.652	16.151	11.158	8.465	12.462
<b>Total</b>	<b>130.838</b>	<b>109.846</b>	<b>80.703</b>	<b>61.866</b>	<b>62.191</b>
<b>Total demanda</b>	<b>211.807</b>	<b>243.038</b>	<b>275.238</b>	<b>319.600</b>	<b>376.041</b>



Esta punta de consumo supuso un incremento del 1,7% respecto a la alcanzada en enero de 2005 y un aumento del 22,6%, respecto a la registrada el día 2 de marzo de 2004. El día 30 de enero de 2006, se volvió a registrar una nueva punta, con un consumo de 1.543 GWh.

### Oferta

En el año 2005, los aprovisionamientos de gas natural se elevaron a 390.666 GWh, un 20,7% superior a los registrados el año anterior.

Un 65,3% de dichos aprovisionamientos llegaron en forma de gas natural licuado (GNL), un 34,5% a través de las conexiones internacionales de

### Entradas al sistema (GWh)

	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Gas natural</b>					
Tarifa	62.285	72.669	74.509	87.540	110.323
Larrau	26.840	26.433	26.640	26.356	24.434
Nacional	5.868	5.830	2.529	3.664	562
Tuy	-	-	-	908	194
<b>GNL</b>					
Planta de Barcelona	58.612	69.361	71.962	79.948	89.948
Planta de Cartagena	19.156	43.903	57.792	61.998	70.307
Planta de Huelva	36.673	30.564	36.730	34.015	55.993
Planta de Bilbao	-	-	8.608	29.307	38.905
<b>Total oferta</b>	<b>209.434</b>	<b>248.760</b>	<b>278.770</b>	<b>323.736</b>	<b>390.666</b>

Larrau y Tarifa, mientras que el resto de la oferta correspondió a la producción nacional de gas natural de los yacimientos de Marismas, Palancares y Poseidón.

En relación con años anteriores destaca una mayor diversificación de la procedencia de suministro por parte de los operadores que atienden el mercado liberalizado, de tal forma que la participación del gas natural argelino respecto del total supuso un 43,6%, frente al 50,7% alcanzado en el año 2004. La procedencia del gas natural consumido en España se obtuvo de 13 destinos diferentes, uno más que en el ejercicio anterior.

El mercado a tarifa se cubrió principalmente con gas natural de Argelia transportado por el gasoducto Magreb-Europa, mientras que el liberalizado se suministró principalmente mediante gas natural licuado y en menor medida de gas noruego a través de la entrada internacional de Larrau.

### Gestión Técnica del Sistema

Enagás, como Gestor Técnico del Sistema, continuó en el año 2005 desarrollando las funciones encomendadas en el Real Decreto Ley 6/2000, garantizando la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

Durante el año 2005, el mercado liberalizado alcanzó una cuota de mercado del 83,5%, y en consecuencia, Enagás, en su calidad de Gestor Técnico del Sistema, centró gran parte de sus esfuerzos en tareas de gestión y coordinación de los diferentes agentes, necesarias para el correcto funcionamiento del sistema.

Enagás puso a disposición de las 12 compañías comercializadoras que operan en el mercado liberalizado su red de infraestructuras para regasificar, almacenar y transportar el gas hasta las redes de distribución. El número de contratos de acceso a terce-

ros a la red firmados en el 2005 alcanzó 234 compromisos, que frente a los 184 de 2004 supone un aumento del 27%.

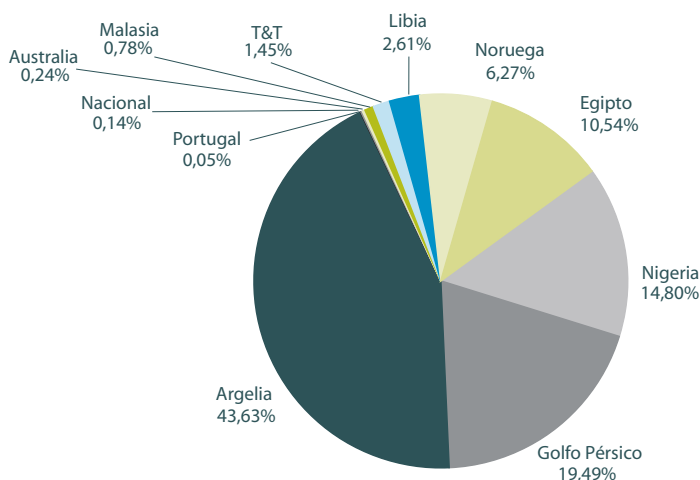
De los contratos mencionados con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2005, 222 fueron de reserva de capacidad a corto plazo, mientras que el resto fueron para contratación a largo plazo.

Siguiendo la política de transparencia de Enagás, y en virtud de la capacidad contratada por los operadores, se publican y actualizan de forma mensual en la página web corporativa los datos correspondientes a la capacidad disponible y contratada en sus instalaciones con un horizonte temporal de 10 años.

A este entorno operativo de elevado crecimiento de la demanda y apertura del mercado, se unió un invierno 2004-2005 más duro del previsto.

Las sucesivas olas de frío registradas en España y en toda Europa a principios del ejercicio ocasionaron una

### Procedencia de suministro 2005



demanda de gas muy superior a la esperada. En España el consumo del mercado convencional creció notablemente, al igual que la necesidad de gas para generar electricidad, donde tuvo que suplir a otras fuentes tradicionales como la hidráulica, cuya aportación se redujo considerablemente, respecto al año anterior.

El ritmo previsto de crecimiento de los aprovisionamientos se vio superado por la demanda real de gas. Además, el cierre de puertos por el mal tiempo e incidentes puntuales en determinadas infraestructuras ajenas a la Compañía hicieron que Enagás, en su condición de Gestor Técnico del Sistema, aplicara una

serie de mecanismos de forma eficiente, neutral y transparente para garantizar la continuidad y seguridad del suministro y el correcto funcionamiento de la red en todo momento. La situación fue solventada con cortes a clientes con contratos interrumpibles, que disponen de combustible alternativo. Se trata de una medida prevista en la legislación europea y española y utilizada como mecanismo habitual para incrementar la flexibilidad del sistema.

Para perfeccionar el desarrollo de la gestión técnica del sistema gasista, y evitar circunstancias como la descrita, fue de gran importancia la publicación en el mes de octubre de la Orden ITC/3126/2005, por la que se

aprobaron las Normas de Gestión Técnica del Sistema, con fecha de entrada en vigor el 1 de noviembre de 2005.

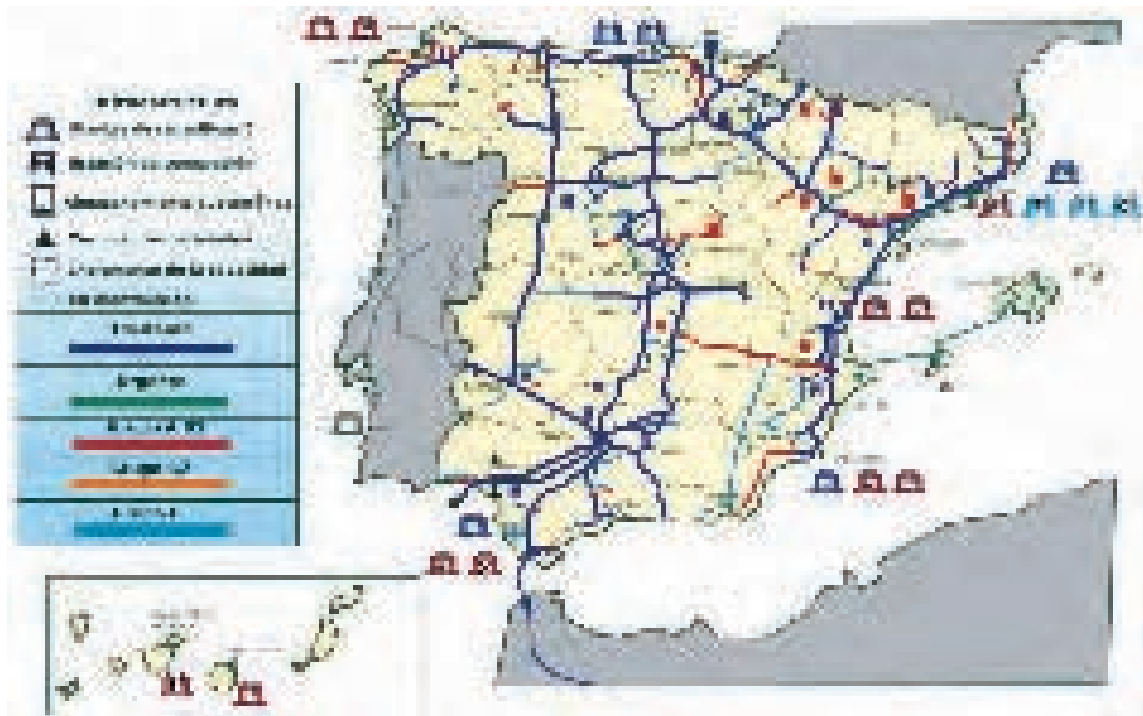
Las Normas constituyen uno de los pilares fundamentales para la articulación de la gestión técnica del sistema gasista, estableciendo las relaciones entre los diferentes agentes que acceden al mismo y los correspondientes procedimientos de actuación, al objeto de asegurar la continuidad y seguridad del suministro de gas en el sistema gasista.

Estas normas, marcan las directrices para la gestión de las instalaciones y los procedimientos básicos de operación del sistema, tanto en condiciones normales como en situaciones excepcionales.

Igualmente, las normas autorizan al Gestor Técnico a establecer, en el marco de la operación normal, un plan de actuación invernal, con objeto de poder hacer frente a los incrementos, previsibles e imprevisibles, de la demanda de gas natural durante los meses de invierno.

El Plan Invernal 2005-2006, vigente entre el 1 de noviembre de 2005 y el 31 de marzo de 2006, permitió a Enagás, en su condición de Gestor Técnico del Sistema, limitar las exportaciones para evitar problemas de suministro durante los meses de invierno, reforzar las exigencias sobre existencias mínimas de gas natural en las plantas y en los barcos metaneros, así como determinar las limitaciones para extraer gas de los almacenamientos subterráneos.





### Desarrollo de la red de transporte

Para garantizar el funcionamiento global del sistema gasista, Enagás continuó desarrollando y ampliando durante 2005 las instalaciones de transporte de gas en España.

Todas estas actividades se realizaron bajo un estricto control que previenen y minimizan el impacto ambiental al entorno.

A finales del año 2005, la infraestructura gasista de la Compañía estaba formada principalmente por:

- Una red de gasoductos de 7.538 km., diseñados para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar.
- Once estaciones de compresión y 325 estaciones de regulación y medida o estaciones de medida.

- 29 centros de mantenimiento, operación y control de la red de gasoductos.
- Tres plantas de regasificación, situadas en Barcelona, Cartagena y Huelva, con una capacidad de regasificación de 3.450.000 m<sup>3</sup>(n)/h y capacidad de almacenamiento de 987.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado (GNL).
- Dos almacenamientos subterráneos, Serrablo en propiedad y Gaviota que es un almacenamiento *off-shore* en Vizcaya y alquilado a Repsol YPF y a Murphy Eastern Oil.
- El centro Principal de Control (CPC), situado en Madrid, y desde donde se realiza la supervisión y control de la red de gasoductos de forma ininterrumpida.

### Regasificación

En el año 2005, un 65,3% del gas natural que se consumió en España llegó en forma de gas natural licuado, lo que demuestra la importancia de la actividad de regasificación, de la cual Enagás es claro referente a nivel mundial.

La continua apertura del mercado en el año 2005 repercutió directamente en el aumento del gas natural emitido por las plantas de regasificación, debido a la creciente relevancia de las importaciones de GNL por parte de las compañías comercializadoras.

A lo largo del ejercicio 2005, atracaron en los muelles de las plantas de Enagás en Barcelona, Huelva y Cartagena un total de 346 barcos metaneros, que descargaron 32,6 millones

## Actividad en plantas de regasificación

	2005			2004			Var.%	
	Barcos	Mm <sup>3</sup> GNL	GWh Producidos	Barcos	Mm <sup>3</sup> GNL	GWh Producidos	Mm <sup>3</sup> GNL	GWh Producidos
Planta de Barcelona	150	13,5	89.118	196	12,1	79.315	11,7%	12,1%
Planta de Cartagena	105	10,6	69.227	92	9,4	61.649	12,8%	12,4%
Planta de Huelva	91	8,5	51.810	57	5,1	29.833	66,7%	73,9%
<b>Total</b>	<b>346</b>	<b>32,6</b>	<b>210.155</b>	<b>345</b>	<b>26,6</b>	<b>170.797</b>	<b>22,6%</b>	<b>23,0%</b>

## Características de las plantas de regasificación

	BARCELONA	CARTAGENA	HUELVA
Tanques (número)	5	3	3
Capacidad de almacenamiento (m <sup>3</sup> GNL)	390.000	287.000	310.000
Capacidad de emisión (m <sup>3</sup> (n)/h)	1.500.000	900.000	1.050.000
Ataque (m <sup>3</sup> GNL)	80.000-140.000	40.000-140.000	140.000

de m<sup>3</sup> de gas natural licuado, un 22,6% superior al volumen de gas alcanzado en 2004.

La producción total de las tres plantas de la Compañía fue de 210.155 GWh, un 23,0% por encima del registrado en el ejercicio 2004. Durante 2005, el suministro de GNL a plantas satélites (suministro que realizan las compañías comercializadoras a las zonas alejadas de gasoductos a través de camiones cisterna) se elevó a un total de 10.973 GWh.

### Inversiones

En el año 2005 las inversiones en activos de regasificación ascendieron a

195,1 millones de euros y en todas las plantas de la Compañía se realizaron importantes ampliaciones.

Dentro de este capítulo una de las infraestructuras más relevantes puesta en explotación fue el tercer tanque de almacenamiento de gas natural licuado en la planta de Cartagena con capacidad para albergar 127.000 m<sup>3</sup> de GNL, un diámetro exterior de 70,4 metros y una altura de 50,6 metros. Además se amplió la capacidad de emisión en la misma planta hasta 900.000 m<sup>3</sup>(n)/h.

Mediante la construcción del tercer tanque, la capacidad total de almacenamiento de la planta alcanzó los

287.000 m<sup>3</sup> de GNL al finalizar el año 2005, lo que supone un 79,4% más respecto al año anterior.

La infraestructura fue inaugurada el 18 de enero de 2006 y contó con la asistencia de la Alcaldesa de Cartagena, Pilar Barreiro, la Presidenta de la CNE, María Teresa Costa, el Consejero de Industria y Medio Ambiente de la Región de Murcia, Francisco Marqués, el Director General de Política Energética y Minas, Jorge Sanz y el Director General de Industria, Energía y Minas de la Región de Murcia, Horacio Sánchez, entre otras personalidades. Durante el año 2005 también se produjeron importantes ampliaciones



en la planta de regasificación de Barcelona.

En el mes de noviembre se puso en marcha el quinto tanque con capacidad de almacenamiento de 150.000 m<sup>3</sup> de GNL, a la vez que se amplió la capacidad de vaporización de la planta hasta 1.500.000 m<sup>3</sup>(n)/h, un 20% superior a la disponible al comienzo del ejercicio 2005.

Por último, en la planta de regasificación de Huelva se amplió la capacidad de emisión, pasando de 900.000 m<sup>3</sup>(n)/h a 1.050.000 m<sup>3</sup>(n)/h.

## Transporte por gasoducto

A 31 de diciembre de 2005, la red de gasoductos de Enagás estaba integrada por 7.538 km. de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar.

Durante el año 2005, Enagás continuó coordinando las cuatro conexiones internacionales por gasoducto que existen en España: la conexión internacional de Larrau con Francia, la de Zahara de los Atunes (Cádiz), donde se sitúa la terminal receptora del gas transportado por el Gasoducto Magreb-Europa y las de Badajoz y Tuy, que conectan las redes española y portuguesa de transporte de gas natural.

El gas natural transportado por la red de gasoductos de la Compañía e importado en su mayoría a través de estas conexiones internacionales ascendió al finalizar el año 2005 a 134.951 GWh, lo que supone un aumento del 14,4% respecto al año 2004. El gas canalizado de origen nacional fue de 562 GWh, producción de enorme utilidad para cubrir



puntas de demanda y muy inferior a los 3.664 GWh transportados en 2004.

La red de transporte por gasoducto de la Compañía contaba a finales de 2005 con 11 estaciones de compresión con una potencia instalada de 313.159 HP y 325 estaciones de regulación y medida.

## Inversiones

Del total de inversiones efectuadas en el año 2005, un 43% fueron para nuevos proyectos de transporte.

Los principales activos de transporte puestos en explotación durante el ejercicio 2005 fueron:

- Estación de Compresión de Villafraanca de Córdoba (Fase II).
- Ampliación de la Estación de Compresión de Almendralejo.

- Gasoducto Cartagena-Lorca (Fase II).
- Ampliación de la Estación de Compresión de Dos Hermanas.
- Gasoducto Castelnou-Fraga-Tamarite de Litera.
- Gasoducto Cartagena-Lorca (Tramo Alhama-Murcia)
- Ampliación de la Estación de Compresión de Tivisa.
- Ampliación de la Estación de Compresión de Bañeras.
- Desdoblamiento del gasoducto Arbós-Tivisa.

El Consejo de Administración de Enagás aprobó en el transcurso del año 2005, proyectos de inversión por importe de 354,1 millones de euros, cifra que corresponde fundamentalmente al proyecto del gasoducto de conexión transversal entre los gasoductos Córdoba-Madrid y

## Magnitudes operativas de almacenamientos subterráneos

Almacenamiento subterráneo	Inyección máxima Mm <sup>3</sup> (n)/día	Producción máxima Mm <sup>3</sup> (n)/día	Inyección 2004 Mm <sup>3</sup> (n)	Extracción 2004 Mm <sup>3</sup> (n)	Existencias finales 2004 Mm <sup>3</sup> (n)
Serrablo	3,9	6,8	498	374	951
Gaviota	4,5	5,7	841	500	2.440
<b>Total</b>	<b>8,4</b>	<b>12,5</b>	<b>1.339</b>	<b>874</b>	<b>3.391</b>

Alicante-Valencia así como de las estaciones de compresión asociadas al mismo.

### Almacenamiento Subterráneo

Enagás dispone de dos almacenamientos subterráneos, el de Serrablo, situado entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo (Huesca), que es propiedad de la Compañía, y la plataforma marítima de Gaviota, almacenamiento *off-shore*, propiedad de Repsol YPF y Murphy Eastern Oil, que está situado cerca de Bermeo (Vizcaya).

Durante el año 2005, se inyectaron en ambos almacenamientos 1.339 Mm<sup>3</sup>(n) de gas natural y se extrajeron 874 Mm<sup>3</sup>(n), con el objetivo de ajustar la oferta a la demanda de gas natural y atender las puntas de consumo motivadas por variaciones estacionales.

### Compra-venta de gas para el mercado a tarifa

Durante el último ejercicio Enagás continuó atendiendo las necesidades del mercado a tarifa y garantizando el suministro a los clientes de dicho segmento.

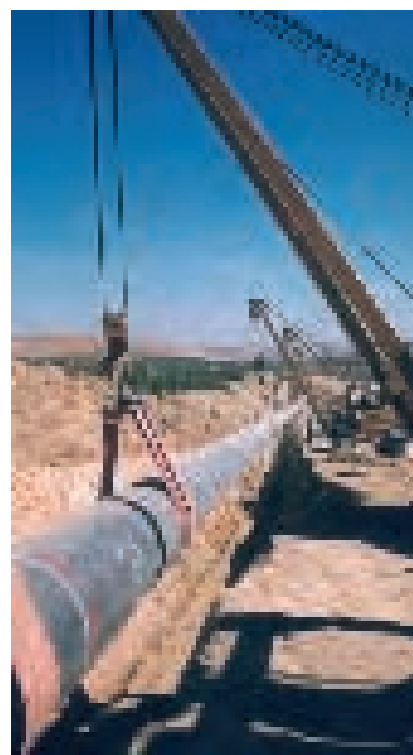
La demanda de gas natural transportada para el mercado a tarifa ascendió al finalizar el año 2005 a 62.191 GWh. Enagás compró gas natural a los suministradores, vendiéndolo a las compañías distribuidoras que atienden a su vez a clientes finales y que no optaron en el año 2005 por elegir comercializador.


El 79,1% del gas destinado para este mercado fue gas natural canalizado a través de la conexión internacional de Zahara de los Atunes (Cádiz) donde se sitúa la terminal receptora del gas transportado por el Gasoducto Magreb-Europa. El 19,6% del gas vino en forma de GNL y la diferencia fue gas natural de origen nacional.

El precio de venta o cesión, determinado por la Administración, reflejó el coste de la materia prima, el coste medio de regasificación y el de gestión de compra-venta de gas para el mercado a tarifa.

En el invierno 2005-2006, Enagás podrá utilizar como almacenamientos suplementarios para el mercado a tarifa el fletamento de dos buques metaneros de hasta 160.000 m<sup>3</sup> de

capacidad. Además, para los períodos definidos como olas de frío o situaciones excepcionales que afecten al mercado a tarifa se asignarán 13 GWh/día suplementarios para abastecer a este mercado.



A rowing team of approximately ten people is shown in a blue racing shell on a body of water. The team is positioned in the lower half of the frame, moving from left to right. The water is dark blue with white wake behind the boat. The background is a hazy, overcast sky. The overall mood is professional and focused.

Responsabilidad  
Corporativa

# Responsabilidad Corporativa

## Recursos Humanos

El año 2005 fue para Enagás un año muy positivo en todo lo que respecta a la gestión de Recursos Humanos. El crecimiento sostenido de los distintos indicadores de productividad y la progresiva tecnificación del equipo humano demostraron un año más la búsqueda de mejoras organizativas y el compromiso de toda la plantilla con los objetivos de la Compañía.

En este sentido, durante el año 2005 destacó el esfuerzo realizado con objeto de evaluar las implicaciones organizativas de adaptación al nuevo marco regulatorio generado como consecuencia de las nuevas Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

### Estrategia de Recursos Humanos

*La mejora continua y el alineamiento de los objetivos personales con los de la Compañía.*

La política de Recursos Humanos de Enagás a lo largo del año 2005 se caracterizó por la continuidad en la estrategia emprendida durante los años anteriores.

Esta estrategia persigue dos objetivos fundamentales:

- La orientación de los Recursos Humanos a la consecución de los objetivos de Enagás.

- La mejora continua de la estructura organizativa y de los procesos dentro de las distintas áreas de la Compañía.

Para la consecución de estos objetivos, se definieron las siguientes líneas de actuación:

1. La implantación de un modelo de gestión de Recursos Humanos que garantice un alineamiento de los empleados con la estrategia.

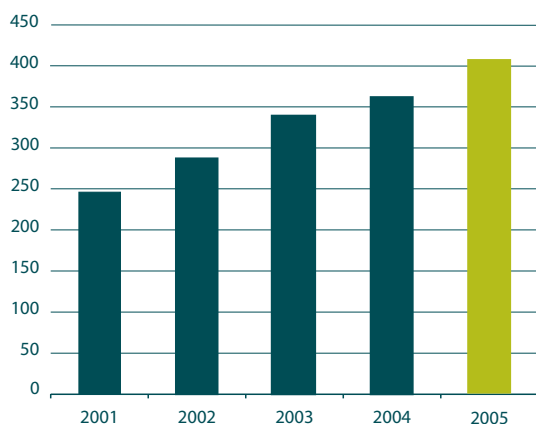
Durante el año 2005 destacó la progresiva extensión de los modelos de Gestión por Objetivos

y de evaluación del desempeño al colectivo técnico de la organización, duplicándose prácticamente el número de personas que se han incorporado al nuevo modelo.

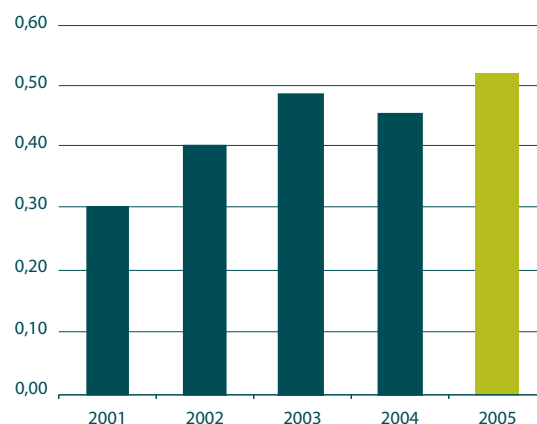
2. El desarrollo de proyectos de mejora orientados al diseño e implantación de modelos organizativos eficientes.

En el año 2005, se llevaron a cabo un total de 12 proyectos de mejora, entre los que destacan los nuevos modelos organizativos que se definieron en las áreas de Medición y de Sistemas.

### Demanda de gas natural transportada por empleado (GWh)



### Cash-Flow operativo por empleado (millones de euros)



\* El Cash-flow operativo de los ejercicios 2004 y 2005 han sido contabilizados bajo criterios NIIF.

En ambos casos, el nuevo modelo incluye una serie de líneas y acciones de mejora que se comenzaron a implantar durante el año 2005 y cuyo desarrollo se prolongará a lo largo de todo el ejercicio 2006. Con la puesta en marcha de dichas acciones se prevé un aumento de la eficiencia operativa de la Compañía, en aspectos como la seguridad, la fiabilidad y la calidad.

#### *La eficiencia operativa como resultado.*

Las distintas iniciativas orientadas a la mejora continua y al aumento de la eficiencia se vieron reflejadas durante los últimos años en un incremento continuo de la productividad asociada.

Durante el año 2005 la demanda de gas natural transportada por empleado aumentó un 14,3% respecto a la obtenida en 2004. Adicionalmente el Cash-flow operativo generado por empleado se situó en 0,53 millones de euros, lo que supone un incremento del 15,5% respecto a la cifra resultante en el año 2004.

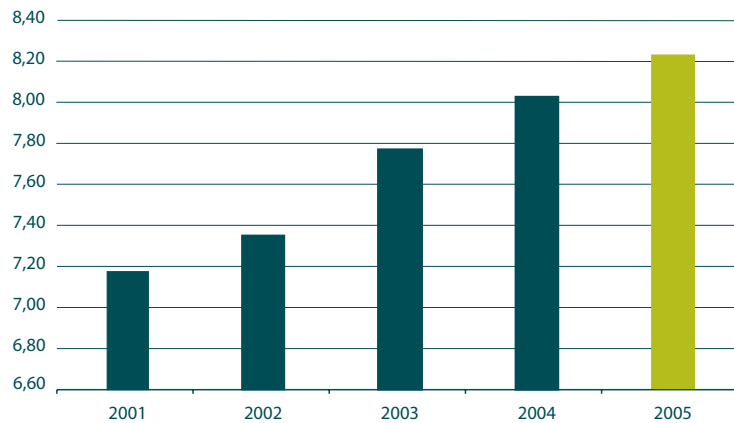
El ratio del número de kilómetros de gasoducto por empleado también aumentó significativamente situándose en un total de 8,22 km. por trabajador.

#### **Plantilla**

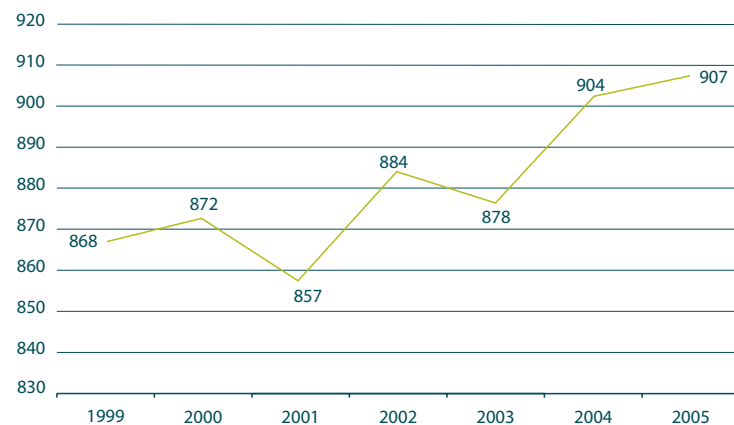
Durante el año 2005 se incorporaron a Enagás un total de 47 personas, de forma que al finalizar el ejercicio, el equipo humano de Enagás contaba con un total de 907 empleados, de los cuales un 19% eran mujeres.

El índice de permanencia global o antigüedad dentro de la Compañía se situó en 15,9 años, con una edad media de 43,8 años.

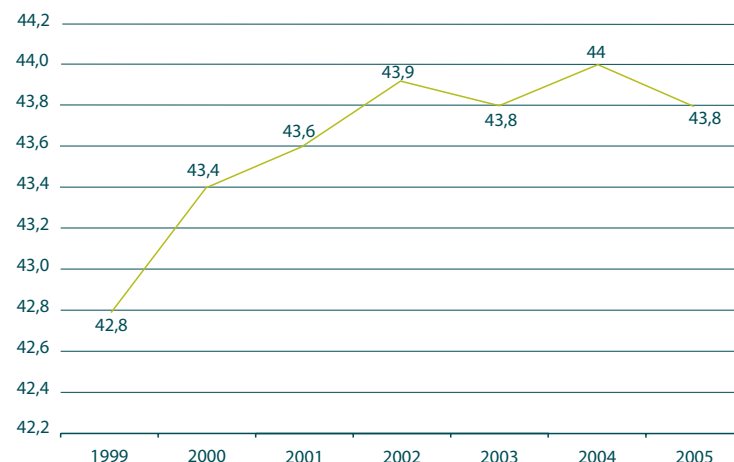
#### **Kilómetros de gasoducto por empleado**



#### **Evolución del número de empleados**



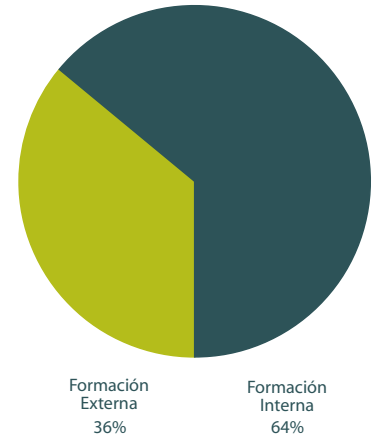
#### **Edad media**



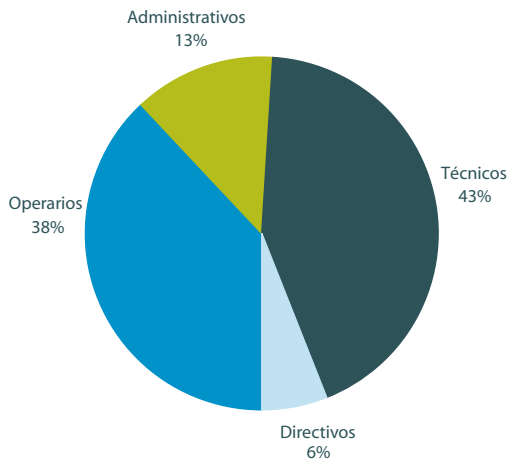
Adicionalmente, la política de tecnificación del personal de la Compañía, se tradujo en un progresivo aumento, tanto del número de empleados como de la rotación de los mismos, con la consiguiente estabilización de la edad media asociada. Durante 2005 se incorporaron 21 técnicos a Enagás, lo que supone un aumento de dicho colectivo en un 18% durante los últimos cinco años y que el 43% de los puestos de la Compañía al finalizar 2005, estuvieran ocupados por técnicos.

### Capacidades de Enagás

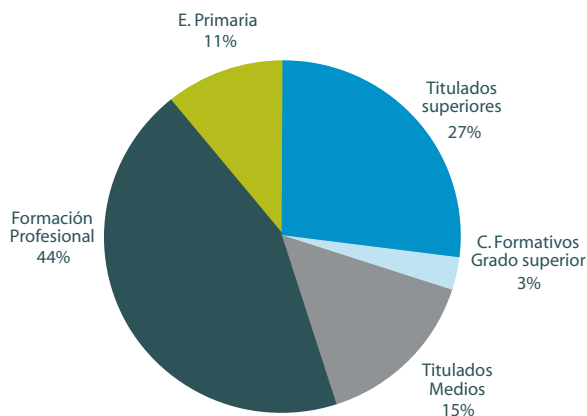
Existe un esfuerzo permanente en Enagás para adaptar las capacidades del equipo humano a las distintas carreras profesionales, tanto en el ámbito técnico como en el de gestión. En este sentido el 57,5% de las nuevas incorporaciones que se produjeron en Enagás durante el 2005 corresponden a personal Titulado Universitario, mientras que el 70,5% del total de la bajas correspondieron a personal no titulado.



### Distribución de plantilla por niveles



### Distribución de plantilla por titulación

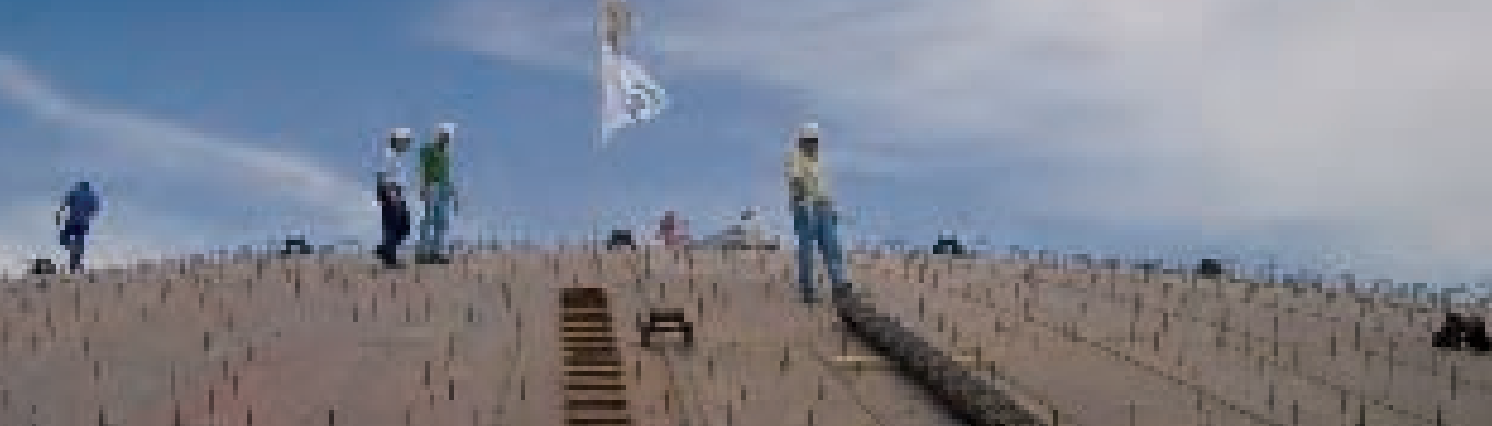


### El desarrollo de nuevas capacidades. Formación y desarrollo

La tendencia a potenciar y enriquecer el conocimiento técnico de Enagás, a través de nuevas incorporaciones, va acompañada de una adecuada política de gestión y aseguramiento del conocimiento interno que se considera crítico para la Compañía, buscándose en todo momento alcanzar un equilibrio entre ambas líneas de actuación.

Con este objetivo, la formación interna y de transferencia de conocimiento supuso en 2005 el 64% del total del coste asociado a formación.

A través del plan de Formación de Enagás, durante el año 2005 se impartieron un total de 40 cursos relacionados con áreas técnicas, lo que supuso un total de 6.593 horas de formación y el 32% del total de horas de formación de la Compañía.



Durante el año 2005 se concedió especial importancia a la formación en seguridad, un valor clave para la Compañía. En este área se impartieron un total de 41 cursos y 5.273 horas de formación.

### Plan de becarios

Enagás continuó desarrollando durante 2005 su programa de becas, facilitando a jóvenes licenciados la realización de prácticas en la Compañía, que faciliten su posterior incorporación al mercado laboral.

En 2005, se incorporaron 61 nuevos becarios, como consecuencia de la aplicación de Convenios establecidos con diversas Universidades y Fundaciones.

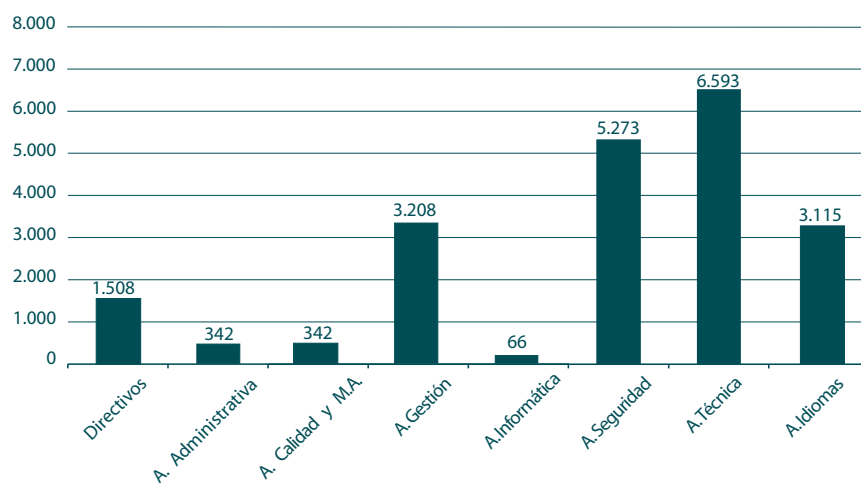
### Relaciones laborales. Convenios

#### XIV Convenio Colectivo de Enagás

Como exponente del compromiso y responsabilidad social de la Compañía, expresada mediante la negociación colectiva, el día 30 de junio de 2005 se procedió a la firma del XIV Convenio Colectivo de Enagás, cuyos aspectos más relevantes son:

- Fue suscrito por todos los Sindicatos más representativos en el ámbito de la Empresa: UGT, CCOO, y CC-ATEPE.
- Vigencia para cuatro años: 2005-2008.
- Potencia la formación como vía para el desarrollo personal y profesional de los empleados, extendiendo la misma a materias relacionadas con

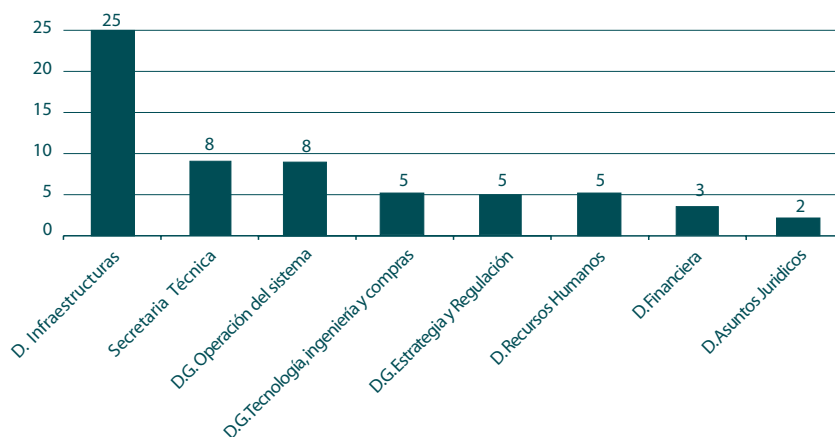
### Horas de formación



### Indicadores de formación

Horas de formación por empleado	22,21
Inversión por empleado (euros)	400
Nº de cursos	162
Nº de participantes	496
Nº de asistentes	1.030
Total inversión (euros)	411.561
Total horas de formación	20.363

### Plan de becarios 2005. Distribución por áreas





la prevención de riesgos laborales.

- Ratificación de las modificaciones introducidas en el Reglamento del Plan de Pensiones de Enagás, para su adaptación a las novedades establecidas por la ley en materia de Planes de Pensiones.

Con la firma del Convenio Colectivo se establece hasta el año 2009 el marco que regula las relaciones de trabajo entre la Empresa y los trabajadores.

El Convenio Colectivo introduce un cambio en la distribución de la jornada anual para adecuarla a las necesidades actuales para conciliar la vida laboral y familiar.

## Prevención de Riesgos y Seguridad

Las actividades preventivas en Enagás durante 2005 comprendieron tanto

la adaptación a la legislación de próxima entrada en vigor, como el mantenimiento de los estándares previamente implantados, bien por obligación legal o por aplicación de su propio Sistema de Gestión de la Prevención de Riesgos (SIGPRI).

Así, aunque la fecha límite de adaptación de las instalaciones al Real Decreto sobre Protección de la Salud y Seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de Atmósferas Explosivas es el próximo 1 de julio de 2006, Enagás elaboró durante el año 2005 el preceptivo Documento de Protección Contra Explosiones (DPCE) para sus tres Plantas de Regasificación, para el Almacenamiento Subterráneo de Serrablo, y para aproximadamente el 40% de las instalaciones de la Red Básica de Gasoductos, incluyendo varias Estaciones de Compresión. Para su aplica-

ción se han iniciado las adaptaciones necesarias, aunque Enagás cumple desde hace años por su propia normativa interna con casi todas las exigencias del nuevo Real Decreto.

Entre ellas, se incluyó la dotación de una nueva ropa y calzado de trabajo para el personal propio, y su exigencia para el de empresas contratistas, que eviten la generación de cargas electrostáticas.

Durante 2005, las instalaciones sujetas a la legislación sobre Prevención de Accidentes Graves (Directivas Seveso / CORAG), que son las Plantas de Regasificación, volvieron a superar satisfactoriamente las preceptivas Inspecciones Reglamentarias anuales, desarrolladas por Organismos de Control autorizados por la Administración para las respectivas Comunidades Autónomas de Cataluña, Andalucía y Murcia. Durante 2005 se incorporaron a las de Huelva y Cartagena sendos equipos de bomberos profesionales 24/24 horas, lo que ha supuesto un importante apoyo para los Equipos de Primera y Segunda Intervención de las mismas, formados por personal con adiestramiento específico pero no dedicación exclusiva a la Prevención y Protección contra incendios.

En su aplicación, los respectivos Planes de Autoprotección y Emergencia fueron sometidos, como todos los años, a revisión y aplicación práctica en sendos simulacros de activación de los Planes, con la participación de las Autoridades



competentes. Una parte fundamental de las actuaciones a desarrollar en caso de emergencia u otra situación crítica es la necesaria información tanto en el ámbito interno como con las Autoridades y los medios de comunicación. Para ello, Enagás aprobó durante 2005 un Manual de Comunicación en Situaciones de Crisis.

Igualmente se realizaron en las tres Plantas análisis HAZOP (técnica de análisis de los riesgos en fase de operación) como parte de la revisión y mejora de las actividades de descarga de barcos y trasvase de GNL.

Por otra parte, y dado que Enagás habrá de someter su actividad preventiva a Auditoría Reglamentaria durante 2007, en el año 2005 se realizó una auditoría interna de diagnóstico respecto a su Sistema Preventivo conforme a la norma internacional OHSAS 18001, con resultado satisfactorio. Durante 2006 se llevaron a cabo las adaptaciones necesarias en las actividades preventivas desarrolladas y en los Procedimientos y Normas internos que las regulan.

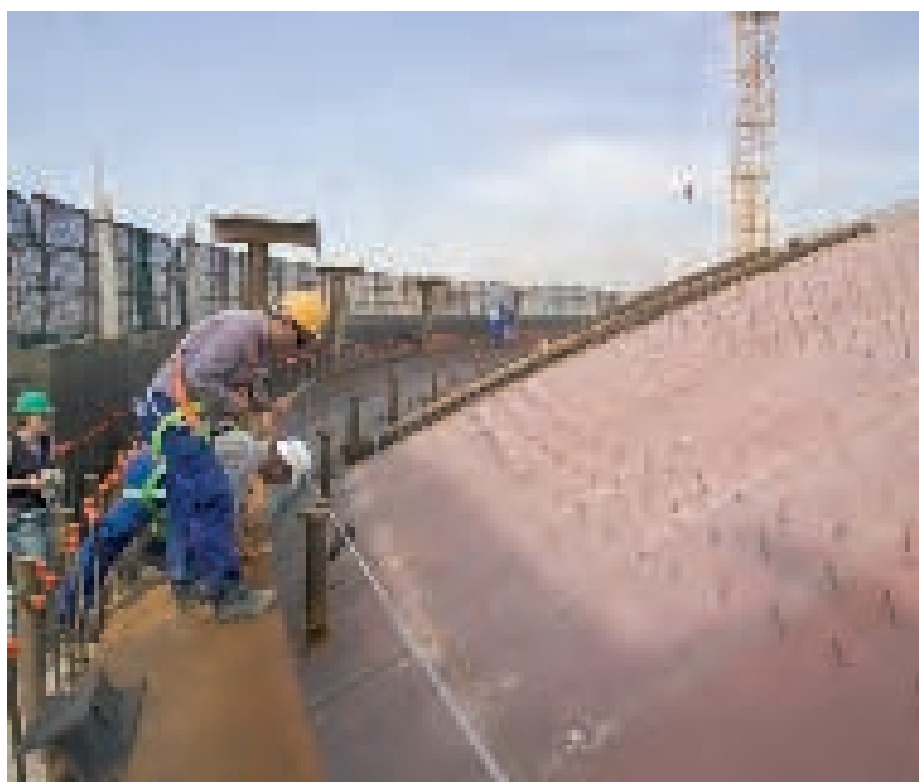
La Dirección de Sistemas y el Servicio de Prevención han desarrollado una aplicación informática de gestión que empezará a implantarse de manera experimental durante 2006 y que será una importante herramienta de apoyo.

En cuanto a la formación del personal en materia de seguridad y prevención, la principal novedad durante 2005, fue la impartida sobre los riesgos derivados de la posible presencia de Atmósferas Explosivas

en el lugar de trabajo. Además se continuó con la formación habitual en materia de prevención de riesgos laborales, prevención y protección contra incendios, situaciones de emergencia, primeros auxilios, trabajos en alturas, etc. Igualmente se desarrollaron acciones formativas respecto a la manipulación de THT, riesgos en oficinas, y la especificación OSAS 18001.

Respecto a los gastos específicos en materia de prevención de riesgos durante 2005 se elevaron a 2,2 millones de euros, lo que significa un 27% de incremento respecto al año anterior. Este aumento se debe, en buena parte, a los gastos motivados por las revisiones derivadas de la implantación de la legislación sobre atmósferas explosivas, a la ignifugación de estructuras, adquisición de

nuevo equipamiento de protección contra incendios, equipos de seguridad, equipos de protección individual, etc. Además, toda instalación nueva o mejora de las existentes lleva incorporados elementos de seguridad pasiva y/o activa, que quedan incluidos en el importe de la inversión correspondiente, y cuya cuantía es difícilmente separable del mismo. Por último, las cifras de siniestralidad en 2005 reflejaron el incremento de actividad de la Compañía, por lo que el índice de frecuencia (número de accidentes con relación a las horas trabajadas) se mantuvo en niveles similares a años anteriores, aunque la gravedad de los accidentes, expresada en duración del tiempo de baja motivado por cada accidente, disminuyó respecto a años anteriores.



## Medio Ambiente

En Enagás se cree firmemente que es posible y necesario compatibilizar el desarrollo económico con la conservación de los recursos naturales para garantizar su uso a las generaciones futuras. Por este motivo, con la aprobación de la Política de medio ambiente, se asume públicamente el compromiso de respeto y protección del entorno como uno de los criterios básicos de decisión y actuación.

La puesta en práctica de los principios incluidos en esta Política es una responsabilidad compartida por toda la organización de Enagás. Para ello se dispone de una estructura organizativa que planifica, coordina e integra todos los esfuerzos de carácter ambiental en la Compañía con el fin de prevenir los impactos ambientales de las actividades, asegurar el cumplimiento de la legislación y favorecer la mejora continua del desempeño ambiental.

Esta organización está constituida por el Comité de Medio Ambiente, formado por la Alta Dirección de la Empresa, que define las directrices básicas de funcionamiento y por los Grupos de medio ambiente, que son los encargados de llevar a cabo dichas directrices. La Unidad de Prevención y Medio Ambiente es la encargada de poner en marcha las decisiones del Comité y de coordinar las actuaciones de los Grupos de medio ambiente.

### Hitos de 2005

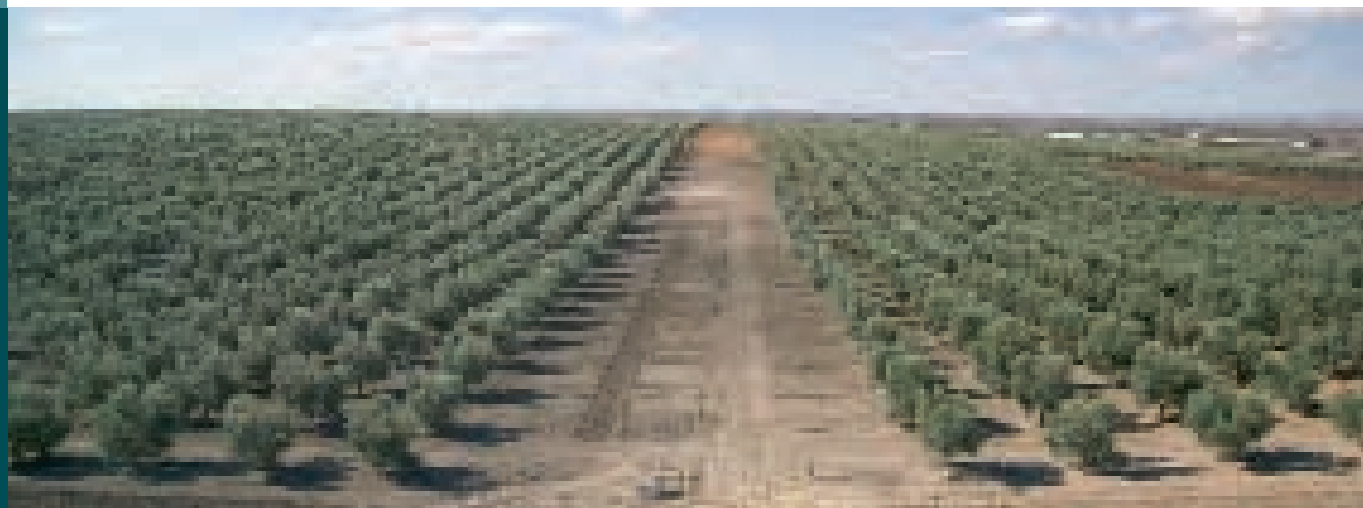
En 2005 se aprobó el tercer Plan estratégico de medio ambiente para el periodo 2005–2010, que integra los esfuerzos que debe realizar toda la organización para el logro de los objetivos ambientales.

La principal línea de actuación de este plan es la contribución de Enagás a la atenuación del efecto invernadero. Para conseguir este objetivo, se establecieron programas para instalar

tecnologías y equipos que recuperan o evitan las emisiones de CH<sub>4</sub> a la atmósfera y se pusieron en marcha proyectos de aprovechamiento de flujos residuales de energía para generar electricidad y de esta manera mejorar la eficiencia de los procesos.

Por otra parte, como consecuencia de cambios en la legislación que regula el régimen de comercio de derechos de emisión, Enagás obtuvo la autorización de emisión de gases de efecto invernadero y, de manera provisional, le fueron concedidos los derechos de emisión solicitados para los años 2006 y 2007, en las siguientes instalaciones:

- Estaciones de compresión de Algete, Almendralejo, Almodóvar, Bañeras, Córdoba, Crevillente, Dos Hermanas, Haro, Paterna, Tivissa, Zamora y Zaragoza.
- Plantas de almacenamiento y regasificación de GNL de Barcelona, Cartagena y Huelva.
- Almacenamiento subterráneo de gas natural de Serrablo.



## El Sistema de gestión ambiental

Cualquier actividad genera afecciones al entorno en el que se localiza y en particular al medio físico y a los recursos naturales. La finalidad de un Sistema de gestión ambiental es la de identificar dichas afecciones y disponer de los mecanismos adecuados para conseguir una reducción de las mismas. Para lograr un mayor control de los aspectos ambientales de la organización, Enagás ha implantado de forma progresiva un sistema de gestión ambiental certificado por AENOR según la norma UNE-EN-ISO 14001 en las siguientes unidades operativas:

- Plantas de almacenamiento y regasificación de GNL de Barcelona, Cartagena y Huelva.
- Almacenamiento subterráneo de Serrablo.
- Áreas de mantenimiento de la Dirección de Transporte.
- Unidad de Tecnología.

El Sistema de gestión ambiental se organiza en torno a una serie de normas y procedimientos que definen las responsabilidades y la manera de llevar a cabo aquellas operaciones o actividades que pueden dar origen a aspectos ambientales significativos, asegurando el cumplimiento de la legislación aplicable y de los requisitos de la norma. En este sentido, destaca el control de todos los residuos generados, que son entregados a gestores autorizados para su tratamiento, conforme a lo establecido en la legislación de aplicación. A lo largo del año 2005 este control se materializó en la gestión de 1.966 toneladas de residuos peligrosos y en la recuperación de 248 toneladas de residuos reciclables.



Asimismo, durante 2005 se realizaron importantes esfuerzos para consolidar el control de las emisiones de gas natural a la atmósfera. Un claro ejemplo de ello es la puesta en marcha de las instalaciones para recuperar el *boil-off* generado en los tanques de almacenamiento de GNL de la planta de Barcelona, lo que permitirá mejorar la eficiencia del proceso y reducir la contaminación por la emisión de gases de efecto invernadero.

### Gestión ambiental en proyectos

Enagás presta especial atención a la planificación y el diseño de todos sus proyectos, orientando el desarrollo y ejecución de los mismos hacia la protección del medio ambiente. El objetivo primordial es conseguir una plena integración de las actividades de construcción con el entorno.

Así, durante la etapa de elaboración de los proyectos, se tienen en cuenta los condicionantes ambientales para elegir las ubicaciones más idóneas y se identifican los posibles impactos asociados a cualquiera de las fases de desarrollo de los mismos, desde su construcción hasta su desmantelamiento final, pasando por la explotación de las instalaciones.

La identificación de los impactos facilita la definición de toda una serie de medidas destinadas a prevenir, minimizar, corregir o compensar los efectos ambientales que pudieran derivarse de la ejecución de los proyectos.

Durante la ejecución de las obras, se lleva a cabo la vigilancia ambiental de las mismas para garantizar el cumplimiento de las medidas adoptadas en fase de diseño, mediante el empleo de técnicas de seguimiento y control de las distintas variables ambientales, de restitución del paisaje,

de revegetación y de mejora de los hábitats afectados.

El resultado final de todo este proceso es minimizar los impactos ambientales en todas las fases del proyecto lo que redundará en una mayor integración ambiental de las obras, garantizando los usos futuros de los terrenos afectados.

A lo largo del año 2005 se realizó el seguimiento ambiental de unos 1.000 km. de gasoductos, se restituyeron 4.091.370 m<sup>2</sup> de superficie afectada por las obras y se realizaron trabajos de revegetación en un total de 763.720 m<sup>2</sup>.

### Gastos e inversiones ambientales

Enagás identifica y valora sus costes ambientales con el fin de controlar los recursos financieros dedicados por la Compañía para garantizar su compromiso de respeto y protección del medio ambiente.

El presupuesto de gastos e inversiones para la ejecución de las actividades ambientales llevadas a cabo a través de los diversos programas de actuación en el ejercicio 2005, reflejó un saldo de 25,1 millones de euros.

De esta cantidad, la partida más importante corresponde a la ejecución del proyecto de eliminación de emisiones de metano a la atmósfera puesto en marcha en la planta de Barcelona con un importe de 13,5 millones de euros.

### Innovación Tecnológica

Durante 2005, el compromiso de Enagás con la Tecnología y la Innova-

ción fue esencial para aumentar la calidad del servicio y reducir los costes de construcción y mantenimiento de la infraestructura de la Compañía. Las actividades de I+D desarrolladas en 2005 dieron respuesta a los retos técnicos del negocio de Enagás, especialmente en cuanto a eficiencia y respeto al medio ambiente.

### Proyectos I+D+i

En el **área de operación**, se puso en operación la Aplicación "Mapa de la Demanda", que permite conocer a un horizonte de 3 años la previsión de la demanda de gas natural convencional con diversas agregaciones (por posiciones, provinciales, por CC. AA., etc.) y con diversos horizontes (diario, mensual, anual, etc). Asimismo, contempla la posibilidad de crear escenarios (periodos fríos o calientes, festividades, puentes, etc.) con objeto de obtener horquillas de consumo. En este área se comenzaron los trabajos para desarrollar una herramienta que prediga el consumo de gas natural a utilizar en la producción de energía eléctrica. Además, se comenzó a desarrollar una aplicación con objeto de conocer la prospectiva de gas a largo plazo (10 años).

En el **área de transporte**, se trabajó en el campo de la odorización, en conjunto con GERG (*Groupe Européen des Recherches Gazières*), con el objeto de establecer las implicaciones que representan las diferentes prácticas de odorización en el transporte internacional de gas natural.

En el **área de construcción**, se finali-

zó el proyecto relativo a los nuevos sistemas digitales de radiografiado de soldaduras.

Dentro del **área de seguridad**, en colaboración con otras compañías gasistas, se continuó el trabajo en diferentes proyectos y estudios relacionados con el análisis de riesgos en gasoducto, principalmente en el desarrollo de la herramienta informática de cálculo PIPESAFE. Asimismo, se preparó una propuesta para mejorar la obtención de datos de los gasoductos e incidentes en ellos para la elaboración de frecuencias de fallos en base a datos históricos.

Se comenzaron dos proyectos, uno para elaborar una metodología de análisis de riesgos propia de Enagás y basada en el software PIPESAFE, y otro para la estimación de la fiabilidad de los equipos de plantas de GNL con objeto de mejorar las políticas de mantenimiento de las mismas.

En el **área de medida de caudal** se finalizó el proyecto de "Medida de Caudal por Ultrasonidos", del cual destaca el avance alcanzado con esta tecnología y las excelentes prestaciones metrológicas, siempre que se cumplan las condiciones requeridas de instalación.

Además se terminó la primera fase del Proyecto "Medida de caudal de gas por efecto Coriolis", con la elaboración de un informe final que evalúa el estado de esta tecnología y destaca sus excelentes expectativas. Los resultados de esta fase permitieron que, dentro del Grupo GERG, se impulse una nueva fase de ensayo de demos-

tración en estaciones de medición fiscal. Enagás participó con un ensayo en la Posición E-01, en Calahorra.

También se concluyó el Proyecto "Calibración de Turbinas en Alta Presión-Fase I", en el que se demostró la viabilidad técnica y económica de construcción de una nueva instalación de calibración de contadores de gas, en condiciones reales de operación, que cumple con los nuevos requisitos establecidos en la Directiva de Instrumentos de Medida y en la reglamentación y normativa vigentes. Durante el año 2005 se continuó el trabajo en los laboratorios de la Compañía en sus distintas especialidades: laboratorio de contadores de gas, laboratorio de instrumentación y laboratorio de análisis.

## Acción Social

Enagás adopta como principal criterio de gestión empresarial la importancia de desarrollar su actividad de

forma comprometida y solidaria con su entorno, de forma que los resultados económicos de la Compañía estén en armonía con la responsabilidad social y el respeto a la naturaleza. Atendiendo este compromiso, durante el ejercicio de 2005, Enagás realizó una serie de acciones orientadas a la colaboración social, el patrocinio cultural y la conservación del medio ambiente.

## Patrocinios y colaboraciones

En el año 2005, Enagás continuó ayudando a algunos colectivos especialmente desfavorecidos.

La Compañía expresó su solidaridad con comunidades necesitadas a través de la aportación económica al Proyecto Educativo "Cusubamba", promovido por la ONG "Ayuda en Acción". Este programa tiene como objetivo obtener los recursos necesarios para hacer realidad la construcción, equipamiento y apoyo pedagógico de siete aulas escolares en siete comunidades de Ecuador.

También Enagás donó material de escritorio a la Asociación "La Esperanza del Valle Miñor" de Nigrán, en Pontevedra, cuya misión es atender a casi cien personas con distintos grados de minusvalía, a través de sus Centros de Educación y Ocio, así como la organización de grupos de ayudas a familias.

Enagás ha continuado apoyando iniciativas destinadas al desarrollo del buen gobierno de las empresas españolas. Muestra de la práctica de estos valores es la colaboración realizada por la Empresa con Acción Social Empresarial (ASE), para la organización de las Jornadas de Desarrollo y Recursos Naturales, cuyo fin es incentivar la reflexión de empresarios y directivos sobre la importancia de la responsabilidad social de su entidad en el entorno en que actúa.

Enagás asume, como uno de sus principios de actuación más importantes, el desarrollo de sus actividades de una manera respetuosa con la naturaleza, prestando especial atención a la protección ambiental en aquellas zonas y áreas territoriales en las que la Compañía realiza alguna actividad industrial. En este sentido, la Compañía continúa colaborando con la Asociación para la Defensa de la Naturaleza y los Recursos de Extremadura (ADENEX), para el mantenimiento del programa de educación ambiental en la Reserva Biológica Sierra Grande de Hornachos, en Badajoz. Esta Asociación contribuye a la defensa de estas reservas y dedica especial atención a la promoción de campañas educativas sobre el valor de la conservación del medio ambiente, así como del papel que desempeña el individuo en esta misión.





Las actuaciones y compromisos de la Compañía en materia de medio ambiente están recogidos con detalle en el Informe Medioambiental de Enagás. En el ámbito cultural, Enagás volvió a ofrecer, un año más, su patrocinio a la Fundación Teatro Lírico del Teatro Real de Madrid y, en concreto, a la novena temporada de este importante centro lírico. También atendió a los Ayuntamientos de Alumbres, Cartagena, Brihuega y Yela (Guadalajara) con financiación para actividades culturales en estos Municipios. El desarrollo social y la atención a la salud de las comunidades locales en las que opera la Compañía sigue siendo un objetivo prioritario para Enagás. Destaca la donación económica realizada al Ayuntamiento de Almendralejo (Badajoz), destinada a la Asociación Extremeña de Jugadores de Azar (AEXJER), cuyo principal objetivo es prestar ayuda, mediante la rehabilitación correspondiente, a todos los enfermos de ludopatía de la Región. Enagás prestó su colaboración en 2005, en materia de desarrollo económico, al Círculo de Economía de

Cataluña, organismo que nació con el objetivo de contribuir a modernizar la vida económica y social española, y tiene como prioridad la internacionalización de las empresas, así como el compromiso con el proceso de construcción y consolidación de la Unión Europea. En el ámbito de la investigación científica, la Compañía colaboró en el pasado ejercicio con el Centro Español de Metrología, a través del Tercer Congreso Español de Metrología, organizado junto con el Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón. La metrología como ciencia de la medida, y aplicada en la actividad diaria de Enagás, tiene una gran influencia sobre sectores tan importantes como los de la industria, sanidad, seguridad, comercio, comunicación, etc. Con el fin de promover la tecnología en España, Enagás participó en el ejercicio 2005, como patrocinador, en el cuadragésimo aniversario de la fundación de Tecniberia, la Asociación Española de Empresas de Ingeniería, Consultoría y Servicios Tecnológicos (Tecniberia/Asince).

En la aportación al desarrollo tecnológico e informático, y en su actividad de acción social, la Compañía organizó, con motivo de la celebración del Día de Internet, aulas gratuitas para el manejo básico de Internet destinadas a personas de la tercera edad de residencias y centros de día del Ayuntamiento y Comunidad de Madrid. Enagás puso a disposición de los alumnos equipos informáticos con conexión a Internet y donó material informático a la residencia pública de tercera edad Peñuelas, de la Comunidad de Madrid, así como a la Fundación UPDEA. Durante el año 2005, la Compañía también realizó distintas donaciones de material informático a los misioneros de la Congregación de la Sagrada Familia en España; al Seminario Redemptoris Mater y a FITEQA, Federación de Industria, Textil, Piel, Químicas y Afines, que forma parte de la Confederación Sindical de Comisiones Obreras. Durante 2005, Enagás participó en los principales foros energéticos de España y de Europa, con exposiciones, intervenciones y ponencias en Sedigas y el Club Español de la Energía, entre otros organismos. También prestó su colaboración con otras entidades cuyas actividades son de especial interés para Enagás, como la Autoridad Portuaria de Cartagena, que en el 2005 organizó el XI Congreso de Tráfico Marítimo y Gestión Portuaria. También, se atendieron solicitudes de escuelas de negocios (IESE, Instituto de Empresa), Universidades, Administraciones Públicas, etc.



Gobierno  
Corporativo

El Buen Gobierno Corporativo constituye en la actualidad un elemento clave para aumentar la eficacia económica, potenciar el crecimiento y fomentar la confianza de los inversores y accionistas, proporcionando a su vez una estructura clara para el establecimiento de los objetivos que por parte de cada sociedad se intenten conseguir. Esta idea fundamental se desprende de las principales normas que se han publicado en los últimos años, tales como la Ley 26/2003, de 17 de julio, por la que se modifica la Ley 24/1998, de 28 de julio, del Mercado de Valores y el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, también llamada "Ley de Transparencia", que impone la obligación de las sociedades cotizadas de elaborar un Informe Anual de Gobierno Corporativo que debe ofrecer una explicación detallada de la estructura del sistema de gobierno de la Sociedad y su funcionamiento en la práctica y que fue completada por la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre, del Ministerio de Economía y por la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

Siendo consciente de que el grado de observancia de los principios básicos de buen gobierno por parte de las sociedades cotizadas es un factor de importancia creciente a la hora de adoptar decisiones de inversión, Enagás ha buscado y aplicado medidas tendentes a reforzar la transparencia y fiabilidad financiera que se publica en el mercado, incidiendo en todas aquéllas dirigidas a ofrecer a sus accionistas un mayor y mejor seguimiento de las recomendaciones de buen gobierno.

Como hitos más importantes, en lo que se refiere a Gobierno Corporativo, en los ejercicios precedentes, destacan los siguientes:

- Durante el ejercicio 2002, se aprobó el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración, elaborado siguiendo las recomendaciones contenidas en el Código Olivencia y en el Informe Aldama.
- Durante el ejercicio 2003, Enagás, adelantándose a la Ley 26/2003, de 18 de julio, de Transparencia de Sociedades Anónimas Cotizadas, aprobó en la Junta General de Ac-

cionistas, celebrada el 25 de abril de 2003, un Reglamento de Junta General, con el fin de que todos los accionistas pudieran conocer las bases a las que se somete la Junta para un mejor ejercicio de los derechos de información y voto.

- Durante el ejercicio 2004, Enagás creó una página web institucional ([www.enagas.com](http://www.enagas.com) /[www.enagas.es](http://www.enagas.es)) para dar cumplimiento de las previsiones contenidas en la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y con el objetivo de que la información sobre la Compañía se difundiera de manera transparente y se publicara para su conocimiento general por accionistas e inversores.
- En ese mismo ejercicio, el Consejo de Administración, de 19 de febrero de 2004, no sólo aprobó su nuevo Reglamento, con el fin de adaptarlo a las exigencias legales y a las recomendaciones existentes sobre Gobierno Corporativo, sino que además aprobó el Reglamento de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento, consiguiendo dotarla de una mayor independencia en su funcionamiento.

Siendo los Accionistas el pilar básico de la Compañía, se ha querido ofrecer a los mismos un mayor y mejor seguimiento de las recomendaciones de buen gobierno, para lo que se han consolidado, durante el ejercicio 2005, diversas medidas tendentes a garantizar la transparencia de la información relativa a la Compañía, el fomento de la participación de los accionistas en Juntas Generales y, en definitiva, a aumentar la confianza de los mismos, informándoles con la mayor claridad y equidad posibles y aumentar el valor de la Sociedad en los mercados. Entre otras destacan, por su importancia, ocho medidas fundamentales:

- Enagás aprobó en la Junta General Ordinaria, celebrada el 22 de abril de 2005, la modificación estatutaria precisa para adoptar sus Estatutos Sociales a la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (en su redacción dada por la Ley 62/2003, de 30 de diciembre), en virtud de la cual ninguna persona física o jurídica podrá participar en el accionariado de Enagás



en una proporción superior al 5% del capital social. Los derechos de voto correspondientes a las acciones que posean quienes superen ese porcentaje quedarán en suspenso mientras no se adecue la cifra de participación.

- Enagás mantiene permanentemente actualizados los contenidos de su página web institucional ([www.enagas.com](http://www.enagas.com) / [www.enagas.es](http://www.enagas.es)), tanto los hechos económicos y corporativos, como todos aquellos de carácter significativo que se produzcan en relación con la misma, conteniéndose en ella los informes anuales de Gobierno Corporativo, Estatutos, Reglamento de la Junta, del Consejo y de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento, Accionistas Significativos y su representación en el Consejo, Informes Trimestrales del ejercicio y los informes anuales correspondientes a los últimos años, y los hechos relevantes comunicados a los mercados. También se actualizan las convocatorias de Juntas Generales y la información contenida en las mismas, las propuestas, tanto de los acuerdos a adoptar, como los acuerdos finalmente adoptados.
- Enagás, como sociedad cotizada, sigue avanzando en su compromiso hacia la adopción de todas las medidas precisas para asegurar que la información financiera que se exija de conformidad con la normativa aplicable, y se ponga a disposición de los mercados, garantizando que corresponda exactamente con la remitida a CNMV. La transparencia informativa con los mercados



financieros es una prioridad para Enagás desde su salida a Bolsa en 2002. Para ello, Enagás ha querido potenciar todos los cauces de comunicación a través de los cuales se establecen las relaciones entre la Compañía y sus accionistas, sean éstos particulares, o inversores institucionales, comunicando a la CNMV, tan pronto como se ha tenido conocimiento, toda información de carácter relevante, y difundiendo además los contenidos en su página web, en conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto 1333/2005, de 11 de noviembre, por el que se desarrolla la Ley 24/1988, del Mercado de Valores, en materia de abuso de mercado.

- Enagás, fiel a su compromiso de transparencia informativa, pretende mantener una política minuciosa en lo que respecta a información con partes vinculadas

que han de suministrar las sociedades emisoras de valores admitidos a cotización en mercados secundarios oficiales, en aplicación de la Orden EHA/3050/2004, de 15 de septiembre. Por ello, se incluye en el Informe de Gobierno Corporativo, correspondiente al ejercicio 2005, una información exhaustiva, detallándose todas aquellas operaciones descritas en la mencionada Orden. Esta práctica se está llevando a cabo desde el año 2002.

- La Sociedad ha incidido con mayor profundidad y exigencia en el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la Recomendación (162/2005/CE) relativa al papel que deben desempeñar los administradores no ejecutivos o supervisores y el de los Comités de los Consejos de administración o supervisión. A tenor de esta Recomendación, el

equipo gestor de Enagás se somete a una supervisión eficaz e independiente, circunstancia que se ha visto favorecida respecto del ejercicio anterior, con una modificación en la estructura y composición de los consejeros externos, incrementando el número de independientes, en detrimento de los dominicales.

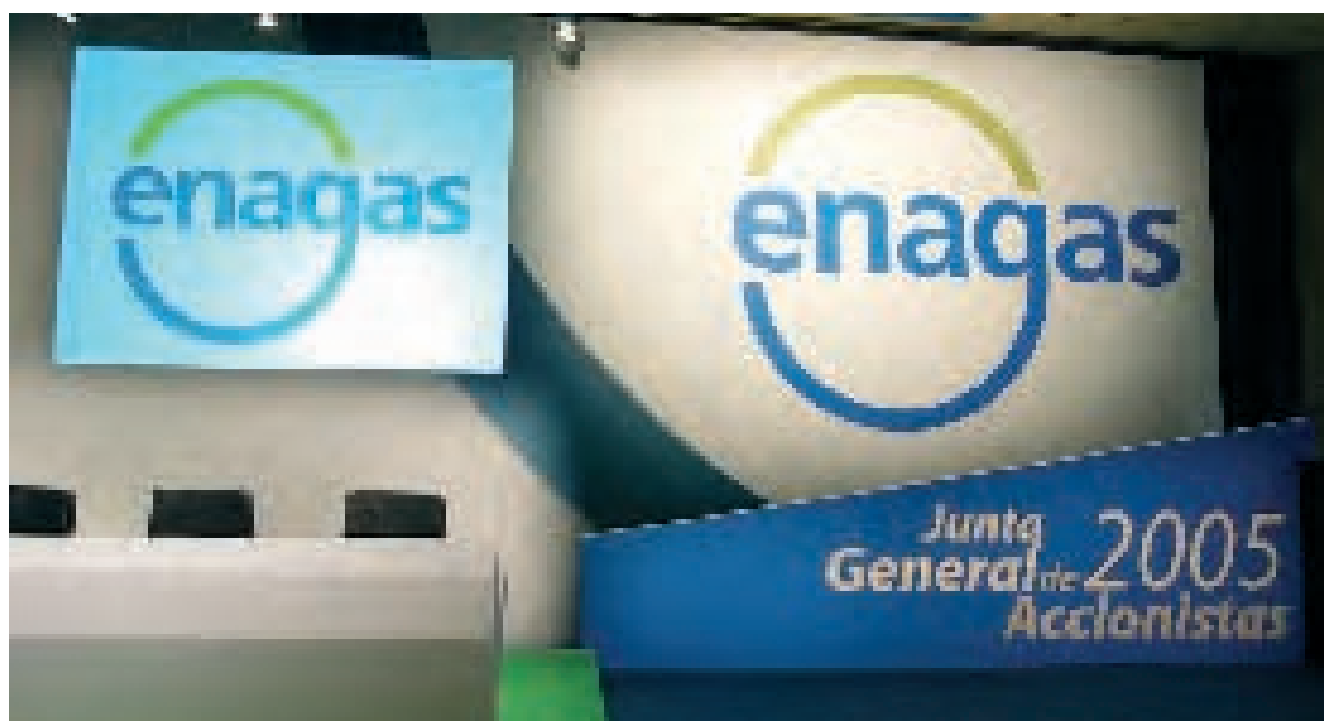
- El Consejo de Administración de Enagás ha decidido no implementar el voto electrónico para la Junta General de 2006, a la vista de la situación actual y el desarrollo y utilización de estos sistemas. No obstante, Enagás como sociedad anónima cotizada, en su interés de potenciar y reforzar el papel de las Juntas Generales y la participación de todos sus accionistas en las mismas, efectuará este análisis con la periodicidad adecuada para asegu-

rar que se implanta dicho procedimiento tan pronto como la técnica y la propia identidad del sujeto que ejerce su derecho de voto se garanticen debidamente y con ello se reporte la debida utilidad a los accionistas.

- Con el fin de que los Consejeros de la Sociedad obtengan una visión completa y global sobre la actividad de la Compañía, en el ejercicio 2005 se han organizado e impartido varias sesiones de formación sobre la operación del sistema gasista y el entorno regulatorio. De este modo se garantiza la permanente actualización de conocimientos por parte de los miembros del Consejo de Administración.

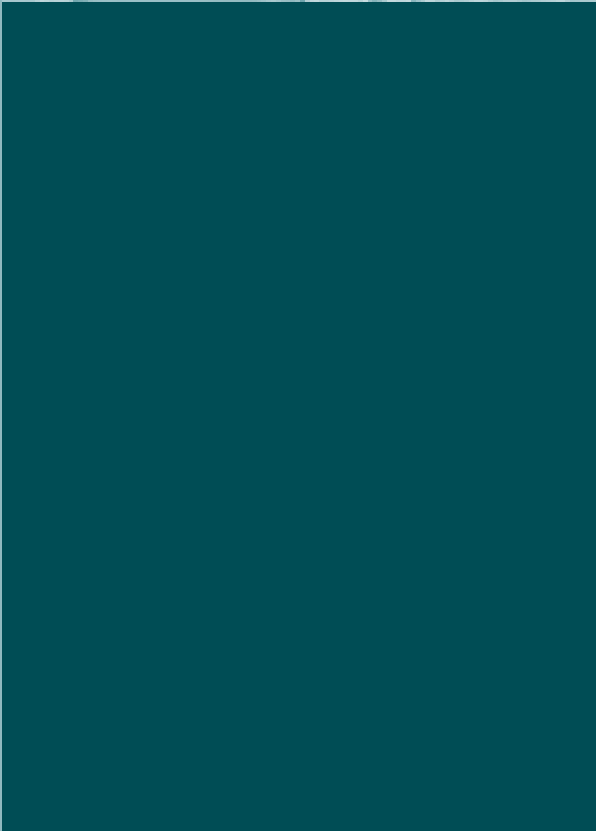
El Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio 2005 ha sido aprobado por el

Consejo de Administración en su sesión de fecha 22 de febrero de 2006, y el presente capítulo es un resumen del mismo, por lo que para un conocimiento más profundo de cualquiera de las cuestiones relacionadas con el Gobierno Corporativo de la Sociedad puede consultarse el informe, que forma parte de la documentación que se pone a disposición de los accionistas de cara a la Junta General, y que también está accesible en la página web de Enagás. En dicho Informe se pone de manifiesto el cumplimiento, por parte de Enagás, de las recomendaciones incluidas en el Código de Buen Gobierno, elaborado por la Comisión Especial para el Fomento de la Transparencia y Seguridad en los Mercados y en las Sociedades Cotizadas, en materia de publicidad y evaluación sobre las reglas de Gobierno Corporativo.





Cuentas  
Anuales



## INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los accionistas de Puig SA

1. Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Puig, S.A. y Sociedades Dependientes que comprenden el balance de cuentas consolidadas al 31 de diciembre de 2005 y la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de flujos de efectivo consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y la memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya fiabilidad es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en España, que implican el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas, y la evaluación de su presentación, de los principios contables aplicados, y de las estimaciones realizadas.
2. Las cuentas anuales consolidadas vigentes del ejercicio 2005 son las mismas que el Grupo primero aplicando las normas europeas de contabilidad armonizadas por la Unión Europea (NIIF-EU), que requieren, con carácter general, que las cuentas financieras presenten información comparativa. En las cuentas y en relación con la legislación mercantil, los Administradores de la Sociedad han presentado a efectos comparativos, con carácter de las partidas del balance de situación, de la cuenta de pérdidas y ganancias, del estado de flujos de efectivo, del estado de cambios en el patrimonio neto y de la memoria de las cuentas anuales, además de los datos consolidados del ejercicio 2004 correspondientes al artículo anterior, con los que existen mediante la aplicación de las NIIF-EU vigentes al 31 de diciembre de 2004. Consecuentemente, las cifras correspondientes al ejercicio anterior difieren de las contenidas en las cuentas anuales consolidadas aprobadas del ejercicio 2004 que fueron formuladas conforme a los principios y normas contables vigentes en dicho ejercicio, detallándose en la nota 32 de la memoria de cuentas anuales consolidadas adjunta en el presente que expone la aplicación de las NIIF-EU sobre el período antes mencionado al 31 de agosto y al 31 de diciembre de 2004 y sobre los resultados consolidados del ejercicio 2004 del Grupo. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005. Los datos de febrero de 2005 relativos a nuestro informe de auditoría sobre de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2004, formuladas conforme a los principios y normas contables vigentes en dicho ejercicio, en el que expresamos un opinión favorable.

3. En el epígrafe "Deudas varias" de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, se encuentran registradas 25.222 milés de euros correspondientes al importe estimado por Energía S.A. como pendiente de liquidación por parte del Organismo Regulador, consistente en concepto de impuestos por las actividades reguladas del ejercicio 2002, así como 17.204 milés de euros y 10.114 milés de euros correspondientes a los ejercicios 2005 y 2004, respectivamente.

De acuerdo a la contabilidad en la explotación actual vigente, las deudas que se van a dar de alta por la aplicación del procedimiento de liquidación sería asída en cuenta en el cálculo de los tarifas, peajes y cánones de los dos años siguientes. Hasta el momento, las mencionadas deudas se van a dar de alta en el plan de cuentas del ejercicio siguiente, por lo que son recibos de cuenta con un año adicional de diferido. En este sentido, el Organismo Regulador, al objeto de calcular los tarifas, peajes y cánones de los ejercicios 2004, 2005 y 2006, ha tenido en consideración, entre otros conceptos, dichos impuestos en relación a los datos de los ejercicios 2002 y 2003. No obstante no se ha comunicado alguna información en relación a un posible déficit de ejercicio 2004.

No obstante lo anterior, y aún cuando, al menos, el plan contable para el ejercicio 2002 finalizó durante el ejercicio 2003, a la fecha actual no se ha podido de manifestar por parte del Organismo Regulador el importe que, de forma definitiva, será liquidado a Energía S.A. ni ningún otro dato del Estado, en relación con los impuestos recibidos en cuenta en el cálculo de los tarifas, peajes y cánones por concepto de los ejercicios de años.

De esta manera, en relación al reconocimiento por parte del Organismo Regulador de la existencia de tales impuestos pendientes de liquidar de los ejercicios 2002 y 2003, a la fecha de emisión de esta informe se podrán conocer el porcentaje que corresponden a Energía S.A. de las cantidades consideradas al por considerar, además entre una conclusión definitiva sobre la responsabilidad total o parcial de los impuestos registrados en las cuentas anuales consolidadas adjuntas, así como, asimismo, en concepto de impuestos pendientes de liquidación por parte del Organismo Regulador correspondiente a los ejercicios 2002, 2003 y 2004.

4. En nuestra opinión, excepto por los efectos de cualquier ajuste que pudiera ser necesario al considerar el desarrollo final de la información dada en el período 1 anterior, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005 adjuntas se preparan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel de conformidad con la legislación aplicable y de la situación financiera consolidada de Energía S.A. y Subsidiary Dependientes a 31 de diciembre de 2005 y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, y contiene la información necesaria y suficiente para un interpretación y comprensión adecuada de conformidad con los criterios normativos de información financiera adoptados por la Unión Europea que garantizan uniformidad con las prácticas en la preparación de las cuentas financieras consolidadas por el período anterior así como incrementando la transparencia sobre la consistencia del ejercicio 2005 a otros ejercicios.

5. El sistema de partes crediticias afines del ejercicio 2005 contiene las aplicaciones que las Administraciones de la Sociedad tienen que considerar oportunas sobre la situación de Gersa, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y los datos para la impresión de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contenida que aparece en el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005. Nuestro trabajo con el informe se limita a la verificación del informe de gestión consolidado que el director mencionado en este caso no presta y no incluye la realización de investigaciones de la exactitud a partir de los registros contables de Gersa, S.A. y Sociedades Illegitimadas.

DELOITTE, S.L.  
Ins. Insc. en el R.O.A.C. Nº 80992



Elena María Navarro

25 de febrero de 2006

**ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2005 y 2004**

(Expresado en miles de euros)

Activo	Notas	31.12.2005	31.12.2004
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>2.813.503</b>	<b>2.619.562</b>
Activos intangibles	5	29.600	30.508
Inversiones inmobiliarias		677	711
Inmovilizaciones materiales	6	2.737.142	2.543.094
Activos financieros no corrientes	8	28.211	26.918
Activos por impuestos diferidos	20	17.873	18.331
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>412.116</b>	<b>481.845</b>
Existencias	10	2.345	2.384
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9	402.111	437.309
Otros activos financieros corrientes	8	3.849	3.919
Activos por impuestos corrientes	9 y 20	51	33.417
Otros activos corrientes		2.374	2.789
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes		1.386	2.027
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>3.225.619</b>	<b>3.101.407</b>
<b>Pasivo</b>	<b>Notas</b>	<b>31.12.05</b>	<b>31.12.04</b>
<b>FONDOS PROPIOS</b>	11	<b>1.110.429</b>	<b>997.840</b>
Capital suscrito		358.101	358.101
Reservas		599.565	512.656
Resultados del ejercicio		190.960	158.118
Dividendo activo a cuenta		(38.197)	(31.035)
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>1.588.051</b>	<b>1.435.809</b>
Deudas con entidades de crédito	15	1.495.874	1.330.125
Otros pasivos financieros	16 y 18	28.917	39.444
Pasivos por impuestos diferidos	20	2.374	2.673
Provisiones	14	16.607	13.257
Otros pasivos no corrientes	13	44.279	50.310
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>527.139</b>	<b>667.758</b>
Deudas con entidades de crédito	15	22.563	61.967
Otros pasivos financieros	16 y 18	16.808	18.636
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar		394.994	522.151
Pasivos por impuestos corrientes	20	51.873	31.798
Otros pasivos corrientes		40.901	33.206
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>3.225.619</b>	<b>3.101.407</b>

Las Notas 1 a 33 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Balance de Situación consolidado a 31 de diciembre de 2005.



**ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES Cuentas de resultados consolidadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2005 y 2004**

(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2005	31.12.2004
Compra-Venta de gas mercado regulado	21	(6.398)	(8.653)
Ingresos por actividades reguladas	21	652.609	562.495
Ingresos por actividades no reguladas	21	15.437	14.319
Otros ingresos de explotación	21	19.253	30.769
Gastos de personal	22	(58.198)	(55.886)
Dotación a la amortización	5 Y 6	(145.601)	(124.053)
Otros gastos de explotación	22	(144.278)	(143.918)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>332.824</b>	<b>275.073</b>
Ingresos financieros e ingresos asimilados	23	2.656	2.948
Gastos financieros y gastos asimilados	23	(43.054)	(35.367)
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>		<b>292.426</b>	<b>242.654</b>
Impuesto sobre las ganancias	20	(101.466)	(84.500)
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>		<b>190.960</b>	<b>158.154</b>
Rdo. después de impuestos de las operaciones interrumpidas		-	(36)
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>		<b>190.960</b>	<b>158.118</b>
Atribuible a:			
<b>Sociedad Dominante</b>		<b>190.960</b>	<b>158.118</b>
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN</b>	12	<b>0,80</b>	<b>0,66</b>
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO</b>		<b>0,80</b>	<b>0,66</b>

Las Notas 1 a 33 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de la Cuenta de Resultados consolidada a 31 de diciembre de 2005.

**ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES Estado de flujo de efectivo consolidado en los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2005 y 2004** (Expresado en miles de euros)

	2005	2004
<b>RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>292.426</b>	<b>242.654</b>
<b>Ajustes al resultado consolidado</b>	<b>140.688</b>	<b>124.723</b>
Amortización activos fijo	145.601	124.053
Movimientos en provisiones	3.338	5.808
(Beneficios) / pérdidas en la venta de inmovilizado	(3.410)	(19)
Variación en ingresos a distribuir en varios ejercicios	(6.186)	(6.491)
Variación en ajustes por periodificación	661	1.238
Otros ajustes	684	134
<b>Variación del capital circular operativo</b>	<b>(58.267)</b>	<b>94.564</b>
(Incremento) / disminución de existencias	39	22
(Incremento) / disminución de deudores	68.318	(68.566)
Incremento / (disminución) de proveedores y acreedores	(126.624)	162.591
(Incremento) / disminución de otros créditos	-	517
<b>Variación impuestos sobre las ganancias a pagar</b>	<b>(81.232)</b>	<b>(90.890)</b>
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>293.615</b>	<b>371.051</b>
(Inversiones) en capital	(358.667)	(462.934)
Subvenciones de capital recibidas	18.460	1.076
Cash flow procedente de la venta de activos de capital	4.943	-
(Incremento) / disminución de inmovilizado financiero	(5.073)	11.043
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>(340.337)</b>	<b>(450.815)</b>
Incremento / (disminución) en préstamos distintos de descubiertos en cta	128.777	157.133
Dividendos pagados	(79.063)	(71.010)
Incremento / (disminución) de otras deudas	(3.633)	(8.909)
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>	<b>46.081</b>	<b>77.214</b>
<b>FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO</b>	<b>(641)</b>	<b>(2.550)</b>
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	2.027	4.577
<b>EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1.386</b>	<b>2.027</b>

Las Notas 1 a 33 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estados de Flujos de Efectivo consolidado a 31 de diciembre de 2005.

## ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado al 31 de diciembre de 2005 y 2004 (Expresado en miles de euros)

	Capital social y Prima de Emisión	Resto de reservas	Reserva de actualización deuda CNE	Reserva de cobertura de cash flows	Reserva de ejercicios anteriores	Resultados	Dividendo a cuenta	Total
<b>Saldo al 1 de enero de 2004</b>	<b>358.101</b>	<b>460.887</b>	<b>(942)</b>	<b>(1.629)</b>	<b>(690)</b>	<b>142.019</b>	<b>(28.648)</b>	<b>929.098</b>
<b>Distribución de resultados a:</b>								
R. legal dominante	-	778	-	-	-	(778)	-	-
R. voluntaria dominante	-	67.174	-	-	-	(67.174)	-	-
R. soc. consolidadas	-	11.847	-	-	-	(11.847)	-	-
Otros	-	207	-	-	-	-	-	<b>207</b>
Dividendos pagados por la matriz	-	-	-	-	-	(71.010)	28.648	<b>(42.362)</b>
Dividendos recibidos por la matriz	-	(8.790)	-	-	-	8.790	-	-
<b>Resultados netos no reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias</b>								
Cambios en el valor razonable de los activos	-	-	(204)	-	-	-	-	<b>(204)</b>
Impuesto diferido	-	-	71	-	-	-	-	71
<b>Operaciones de cobertura</b>								
Resultados transferidos a FFPP	-	-	-	(26.533)	-	-	-	(26.533)
Traspaso a resultados	-	-	-	1.837	-	-	-	1.837
Impuesto diferido	-	-	-	8.644	-	-	-	8.644
<b>Resultado del ejercicio</b>	-	-	-	-	-	<b>158.118</b>	-	<b>158.118</b>
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	(31.035)	(31.035)
<b>Saldo al 31 de Diciembre de 2004</b>	<b>358.101</b>	<b>532.103</b>	<b>(1.075)</b>	<b>(17.682)</b>	<b>(690)</b>	<b>158.118</b>	<b>(31.035)</b>	<b>997.840</b>
<b>Distribución de resultados a:</b>								
R. legal dominante	-	-	-	-	-	-	-	-
R. voluntaria dominante	-	78.638	-	-	-	(78.638)	-	-
R. soc. consolidadas	-	9.901	-	-	-	(9.901)	-	-
Otros	-	658	-	-	-	-	-	658
Dividendos pagados por la matriz	-	-	-	-	-	(79.063)	31.035	<b>(48.028)</b>
Dividendos recibidos por la matriz	-	(9.484)	-	-	-	9.484	-	-
<b>Resultados netos no reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias</b>								
Cambios en el valor razonable de los activos	-	-	71	-	-	-	-	71
Impuesto diferido	-	-	(25)	-	-	-	-	(25)
<b>Operaciones de cobertura</b>								
Resultados transferidos a FFPP	-	-	-	(4.145)	-	-	-	(4.145)
Traspaso a resultados	-	-	-	15.145	-	-	-	15.145
Impuesto diferido	-	-	-	(3.850)	-	-	-	(3.850)
<b>Resultado del ejercicio</b>	-	-	-	-	-	<b>190.960</b>	-	<b>190.960</b>
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	(38.197)	(38.197)
<b>Saldo al 31 de Diciembre de 2005</b>	<b>358.101</b>	<b>611.816</b>	<b>(1.029)</b>	<b>(10.532)</b>	<b>(690)</b>	<b>190.960</b>	<b>(38.197)</b>	<b>1.110.429</b>

Las Notas 1 a 33 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Patrimonio Neto consolidado a 31 de diciembre de 2005.

## ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

### Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al Ejercicio terminado el 31 de Diciembre de 2005

#### 1. Actividad del Grupo

La Sociedad Dominante Enagás, S.A. es una sociedad constituida en España de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas, siendo su objeto social la importación, adquisición y venta de gas natural en el mercado nacional regulado, así como su regasificación, almacenamiento y transporte tanto para el mercado regulado como para el liberalizado. Su domicilio social se encuentra en Paseo de los Olmos, nº 19 28005 Madrid.

Adicionalmente a las operaciones que lleva a cabo directamente, Enagás, S.A. es cabecera de un grupo de entidades que incluyen participaciones en negocios conjuntos, que se dedican a actividades diversas y que constituyen, junto con Enagás, S.A., el Grupo Enagás (en adelante, el Grupo). Consecuentemente, Enagás, S.A. está obligada a elaborar, además de sus propias Cuentas Anuales, Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo del ejercicio 2004 según normativa contable española, fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 22 de abril de 2005. Estas cuentas anuales se elaboraron de acuerdo con los principios contables españoles y, por lo tanto, no coinciden con los importes del ejercicio 2004, incluidos en estas cuentas anuales, que han sido elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (véase en Nota 32 la reconciliación del patrimonio y resultado del ejercicio, junto con una descripción de los principales ajustes).

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2005, que han servido de base para la preparación de estas cuentas anuales consolidadas, se encuentran pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores entienden que dichas cuentas anuales serán aprobadas conforme están presentadas.

Estas cuentas anuales consolidadas se presentan en miles de euros (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional del entorno económico principal en el que opera el Grupo Enagás.

#### 2. Bases de presentación de las cuentas anuales y principios de consolidación

##### 2.1 Principios contables

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo Enagás del ejercicio 2005 han sido formuladas por los Administradores, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 22 de febrero de 2006, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF"), según han sido adoptadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Estas Cuentas Anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo al 31 de diciembre de 2005, y de los resultados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo, que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en esa fecha.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2005 del Grupo Enagás han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y por las restantes entidades integradas en el Grupo.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de 2004 que se incluyen a efectos comparativos también han sido elaboradas de acuerdo con lo establecido en las NIIF adoptadas por la Unión Europea de forma consistente con las aplicadas en el ejercicio 2005.

Las sociedades del Grupo cierran el ejercicio el 31 de diciembre siendo las cuentas a dicha fecha las utilizadas en la consolidación a excepción de Gasoduto Braga-Tuy, S.A. y Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A., que por razones de fecha en la aprobación de estas Cuentas Anuales y la inmaterialidad que ello supone, la consolidación de estas sociedades está realizada con datos al cierre del 30 de noviembre de 2005.

En la Nota 3 se resumen los principios contables y criterios de valoración más significativos aplicados en la preparación de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo del ejercicio 2005.

## 2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estas cuentas anuales es responsabilidad de los Administradores del Grupo.

En las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2005 se han utilizado ocasionalmente estimaciones realizadas por la Alta Dirección del Grupo y de las entidades consolidadas - ratificadas posteriormente por su Administradores - para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- La vida útil de los activos materiales e intangibles (Nota 3).
- La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (Nota3-b).
- Previsiones de facturas pendientes de formalizar.
- Provisiones por depreciación de repuestos de inmovilizado material.
- Las cuentas pendientes de liquidación de ejercicios anteriores con la Administración (Nota 9).

A pesar de que estas estimaciones se realizaron en función de la mejor información disponible al 31 de diciembre de 2005 sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios; lo que se haría, conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas de Resultados Consolidadas.

## 2.3 Principios de consolidación

Las Sociedades participadas por Enagás, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación están dedicadas al transporte de gas.

Las Cuentas Anuales de las entidades multigrupo se consolidan con las de la Sociedad por aplicación del método de integración proporcional; de tal forma que la agregación de saldos y las posteriores eliminaciones tienen lugar, solo, en la proporción que la participación del Grupo representa en relación con el capital de estas entidades.

La consolidación se ha llevado a cabo según el siguiente proceso:

- a) El método de integración proporcional para las sociedades multigrupo gestionadas conjuntamente con Transgás, S.A., (empresa portuguesa).
- b) Transacciones entre sociedades incluidas en el perímetro de consolidación: Se han eliminado en el proceso de consolidación los créditos, débitos, ingresos y gastos y los resultados por operaciones con otras sociedades del Grupo en la proporción que representa la participación de Enagás, S.A. en el capital de aquellas.
- c) Homogeneización de criterios: En las sociedades participadas en las que se sigue un criterio de contabilización y valoración distinto al del Grupo, se ha procedido en el proceso de consolidación a su ajuste, siempre que su efecto fuera significativo, con el fin de presentar los estados financieros consolidados en base a normas de valoración homogéneas.
- d) Conversión de estados financieros en moneda extranjera: Todas las Sociedades incluidas en el perímetro de consolidación, registran sus cuentas en euros, por lo que no ha sido necesario realizar conversión de estados financieros en moneda extranjera.
- e. Eliminación de dividendos: Se consideran dividendos internos los registrados como ingresos del ejercicio de una Sociedad del Grupo que hayan sido distribuidos por otra perteneciente al mismo.

Los dividendos recibidos por Sociedades del Grupo correspondientes a beneficios distribuidos de ejercicios anteriores se eliminan considerándolos reservas de la sociedad perceptora y se incluyen dentro del epígrafe de Reservas consolidación.

En la Nota 33 se resumen las circunstancias más significativas de los negocios conjuntos del Grupo en vigor al cierre del ejercicio 2005.

### 3. Normas de valoración

Las principales normas de valoración utilizadas en la elaboración de las cuentas anuales consolidadas adjuntas han sido las siguientes:

#### a) Activos intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste menos, según proceda, su correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores son similares a los aplicados para los activos materiales (ver Nota 3c)

Las concesiones sólo pueden ser incluidas en el activo cuando hayan sido adquiridas por la empresa a título oneroso en aquellas concesiones susceptibles de traspaso, o por el importe de los gastos realizados para su obtención directa del Estado o de la Entidad Pública correspondiente. Si se dan las circunstancias de incumplimiento de condiciones, que hacen perder los derechos derivados de una concesión, el valor contabilizado para la misma se saneará en su totalidad, al objeto de anular su valor neto contable. Dichas concesiones se amortizan en función de la vida útil de las mismas.

Los costes de adquisición y desarrollo incurridos en relación con los sistemas informáticos básicos en la gestión del Grupo se registran con cargo al epígrafe "Otros activos intangibles" del Balance de Situación Consolidado. Los costes de mantenimiento de los sistemas informáticos se registran con cargo a la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio en que se incurren.

Los activos intangibles con vida definida se amortizan en función de la misma, que equivalen a los porcentajes de amortización siguientes:

	Porcentaje anual	Vida útil
Gastos de desarrollo	50%	2
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	20%-1,28%	5-78
Aplicaciones informáticas	25%	4

El Grupo sigue la política de registrar como gastos en la Cuenta de Resultados Consolidada todos los costes de investigación y aquellos costes de desarrollo en los cuales no se puede establecer la viabilidad tecnológica y comercial de los mismos. El importe de los gastos de investigación y los gastos de desarrollo que se han imputado como gastos en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta asciende a 581 miles de euros en 2005 y 1.038 miles de euros en 2004.

## b) Inmovilizado material

Los bienes adquiridos para el uso en la producción o el suministro de bienes o servicios, o con fines administrativos, se presentan en el balance de situación a coste de adquisición o coste de producción menos su amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado, con excepción de la revalorización efectuada como consecuencia de la actualización de balances realizada en el ejercicio de 1996 en Enagás, S.A.

Los costes capitalizados incluyen:

1. Los gastos financieros relativos a la financiación de los proyectos de infraestructura devengados únicamente durante el período de construcción en obras si éste es superior al año, siendo la tasa media de capitalización utilizada para determinar el importe de los costes por intereses a capitalizar durante el ejercicio 2005 de 3,39% (2,72% en 2004).
2. Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta correspondiente al ejercicio 2005 neteando los costes de personal por un importe de 8.181 miles de euros (7.082 miles de euros en 2004).
3. Los desembolsos futuros, a los que el Grupo deberá hacer frente en relación a la obligación de desmantelar determinados activos fijos tangibles correspondientes al almacenamiento de Serrablo al final de su vida útil. El importe en libros de dichos activos incluye una estimación del valor presente a la fecha de adquisición de los costes que supondrán para el Grupo las tareas de desmantelamiento, registrándose con abono al epígrafe "Provisiones a largo plazo" (Nota 15) del Balance de Situación Consolidado. Adicionalmente, dicha provisión ha sido objeto de actualización en los periodos siguientes a su constitución.

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo como mayor valor del bien exclusivamente si suponen un aumento de su capacidad, productividad o prolongación de su vida útil, deduciéndose en su caso el valor neto contable de los bienes sustituidos.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se imputan a resultados, siguiendo el principio del devengo, como coste del ejercicio en que se incurren.

Los bienes en construcción destinados a la producción, al alquiler o a fines administrativos, o a otros fines aún por determinar, se registran a su precio de coste, deduciendo las pérdidas por deterioros de valor reconocidas. El coste incluye, con respecto a activos cualificados, los costes por intereses capitalizados de conformidad con la política contable del Grupo. La amortización de estos activos, al igual que la de otros activos inmobiliarios, comienza cuando los activos están listos para el uso para el que fueron concebidos.

Se registra como Inmovilizado material el gas inmovilizado no extraíble preciso para la explotación de los almacenamientos subterráneos de gas natural, (gas colchón) amortizándose en el período de vida útil del almacenamiento subterráneo o en el período de arrendamiento si éste es menor.

La amortización se calcula según su vida útil estimada, aplicando el método lineal, sobre el coste de adquisición de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se asientan los edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de amortización.

Las dotaciones anuales en concepto de amortización de los activos materiales se realizan con contrapartida en la Cuenta de Resultados Consolidada y, básicamente, equivalen a los porcentajes de amortización siguientes, determinados en función de los años de la vida útil estimada, como promedio, de los diferentes elementos:

	Porcentaje anual	Vida útil
Construcciones	3%-2%	33,33-50
Instalaciones técnicas (red de transporte)	5%-3,33%	20-30
Depósitos	5%	20
Almacenes subterráneos	4%	25
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	12%-5%	8,33-20
Útiles y herramientas	30%	3,33
Mobiliario y enseres	10%	10
Equipos para procesos de información	25%	4
Elementos de transporte	16%	6,25

Los Administradores del Grupo consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, calculando éste en base a los flujos de caja descontados futuros que generan dichos activos.

El beneficio o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de un activo se calcula como la diferencia entre el beneficio de la venta y el importe en libros del activo, y se reconoce en la Cuenta de Resultados en el epígrafe "Otros ingresos / gastos de explotación".



Las subvenciones oficiales relacionadas con el inmovilizado material se consideran menor coste de adquisición del inmovilizado material y se llevan a resultados a lo largo de las vidas útiles previstas de los activos correspondientes como una menor amortización del inmovilizado afecto.

### c) Deterioro de valor de activos materiales e inmateriales

A la fecha de cierre de cada ejercicio, o en aquella fecha en que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que el activo pertenece.

El importe recuperable es el mayor entre el valor de mercado minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiéndose por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del inmovilizado material, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las previsiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por los Administradores del Grupo. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos y costes de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las previsiones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas previsiones cubren los próximos cinco años estimándose los flujos para los años futuros aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas de crecimiento de los años anteriores.

Para calcular el valor actual, estos flujos se descuentan a una tasa, antes de impuestos, que recoge el coste de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el coste actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al epígrafe "Amortizaciones" de la Cuenta de Resultados Consolidada.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento

La práctica totalidad del inmovilizado material corresponde a los activos de transporte, regasificación y almacenamiento de gas, así como aquellos necesarios para el desarrollo de sus actividades reguladas de compra-venta de gas a clientes regulados y Gestor Técnico del Sistema. En aplicación de la NIC 36 y considerando que no existen indicios de deterioro de valor de los activos registrado en balance, la Sociedad ha considerado que dicho análisis de deterioro no resulta necesario en el ejercicio 2005.

### d) Arrendamientos operativos

En las operaciones de arrendamiento operativo, la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el bien permanecen en el arrendador.

Cuando las entidades consolidadas actúan como arrendatarias, los gastos del arrendamiento incluyendo incentivos concedidos, en su caso, por el arrendador, se cargan linealmente a sus Cuentas de Resultados Consolidadas.

### e) Activos financieros

Los activos financieros se reconocen en el balance de situación cuando el Grupo se convierte en una de las partes de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos financieros mantenidos por las sociedades del Grupo se clasifican según las siguientes categorías establecidas por las Normas Internacionales de Información Financiera:

- Préstamos y cuentas a cobrar: Se registran a su coste amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar.
- Activos financieros mantenidos a vencimiento: Aquellas que el Grupo Enagás tiene intención y capacidad de conservar hasta su finalización, y que también son contabilizadas a su coste amortizado.
- Inversiones disponibles para la venta: Son el resto de inversiones que no encajan dentro de las categorías anteriores. Estas inversiones figuran en el Balance de Situación Consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono al epígrafe "Patrimonio neto: reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados" del Balance de Situación Consolidado, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, en el que el importe acumulado en este epígrafe referente a dichas inversiones es imputado íntegramente a la Cuenta de Resultados Consolidada. En caso de que el valor razonable sea inferior al coste de adquisición, la diferencia se registra directamente en la Cuenta de Resultados Consolidada.

Dentro de las inversiones disponibles para la venta, el grupo tienen registrado un Fondo de Inversión Mobiliario para cubrir obligaciones devengadas en concepto de Premio de Permanencia. Dicho fondo se valora a valor razonable de acuerdo con su cotización en el mercado en cada cierre contable. Si bien dicho fondo se crea para dar cobertura a la provisión por premio de permanencia a la que va asociado, las variaciones de valor del fondo, suponen variaciones por el mismo importe en la provisión asociada al mismo.

La inversiones a vencimiento y los préstamos y cuentas a cobrar originados por las sociedades se valoran a su coste amortizado reconociendo en la Cuenta de Resultados los intereses devengados en función de su tipo de interés efectivo.

#### *Efectivo y otros medios líquidos equivalentes*

Bajo este epígrafe del Balance de Situación Consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a la vista y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que no tienen riesgo de cambios en su valor.

### *Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*

Las cuentas a cobrar son valoradas en el momento de su reconocimiento en el Balance de Situación Consolidado a su valor de mercado siendo posteriormente valoradas a coste amortizado utilizando la tasa de interés efectivo.

El Grupo registra las correspondientes provisiones por la diferencia existente entre el importe a recuperar de las cuentas a cobrar y el valor en libros por el que se encuentran registradas. El importe a recuperar de la deuda se calcula mediante el descuento de flujos de caja futuros estimados utilizando la tasa de interés efectivo considerada en el momento inicial de la operación.

### f) Existencias

El Real Decreto 1716/2004 regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos (CORES). En lo relativo al mantenimiento de existencias de gas natural especifica la obligación para todos los agentes del mantenimiento, en propiedad o en régimen de alquiler con uso exclusivo, de una cantidad de gas equivalente a 35 días de consumo de los clientes suministrados por el agente correspondiente.

En este sentido, Enagás, S.A. mantiene con Gas Natural Aprovevisionamientos, S.A. un contrato de arrendamiento de existencias de gas natural en virtud del cual la Sociedad tiene libre disposición de manera inmediata de la cantidad de gas equivalente a los 35 días exigidos en la mencionada regulación, que se encuentran ubicados en los almacenamientos subterráneos donde Gas Natural Aprovevisionamientos, S.A. mantiene parte de sus existencias.

El gasto del ejercicio 2005 referente a este contrato de arrendamiento asciende a 1.971 miles de euros, registrados en el epígrafe de "Otros gastos de explotación" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta.

Adicionalmente, y al objeto de garantizar el suministro de gas natural en el período invernal, el Organismo Regulador, mediante Resolución Ministerial de 28 de noviembre de 2005, aprobó el "Plan de Actuación Invernal 2005-2006", que establece, en su regla número 5 que:

*"El Gestor Técnico del Sistema podrá gestionar como servicio de almacenamiento suplementario de GNL para el mercado a tarifa el fletamento de buques metaneros hasta un máximo de 160.000 m<sup>3</sup> de GNL de capacidad, almacenamiento que se mantendrá en zonas designadas al efecto. Dicho almacenamiento podrá estar disponible desde el primero de diciembre de 2005 hasta el 15 de marzo de 2006, o con anterioridad a la última fecha en caso de que la entrada en operación de nuevas infraestructuras lo permita".*

Asimismo, la Disposición Transitoria primera de la Orden ITC/4099/2005, de 27 de diciembre de 2005, reconoce en el cálculo de las tarifas reguladas del ejercicio 2006, la previsión de los ingresos regulados correspondientes a esta actuación, al objeto de la imputación de estos costes al mercado regulado.

Enagás, S.A., a finales de diciembre de 2005, disponía por este concepto de una cantidad de, aproximadamente, 154.000 m<sup>3</sup> embarcada en los buques Methane Artic y Norman Lady, fondeados en las proximidades del estrecho de Gibraltar y disponibles a los efectos estipulados en la citada regla. La fecha prevista de descarga es el próximo mes de marzo, salvo que fuera necesario con anterioridad por razones operativas. Estas existencias deben considerarse a todos los efectos

como parte del almacenamiento suplementario de existencias de Gas Natural Licuado de Enagás, aún cuando la facturación y contabilización de estas existencias se efectuará en el momento de su descarga.

Los contratos con los mencionados buques metaneros han supuesto en el ejercicio 2005 un gasto por importe de 1.694 miles de euros, registrados en el epígrafe de "Otros gastos de explotación" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta. Asimismo, Enagás, en virtud a lo indicado en la Disposición Transitoria primera de la Orden ITC/4099/2005 anteriormente indicada, ha procedido a efectuar el reconocimiento de los ingresos asociados a esta actuación por idéntico importe de 1.694 miles de euros en concepto de ingresos regulados, registrados en el epígrafe de "Ingresos por actividades reguladas" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta.

Por otro lado, la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre de 2005, publica la aprobación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (en adelante, NGTS) a propuesta del Gestor Técnico del Sistema y previa revisión de la Comisión Nacional de la Energía. Dichas NGTS son de aplicación al propio Gestor Técnico del Sistema, a todos los sujetos que accedan al mismo, a los titulares de las instalaciones gasistas y a los consumidores.

La NGTS-02 define el "Nivel mínimo de llenado de gasoductos" como la cantidad de gas que los sujetos que incorporen gas al Sistema deben aportar con gas de su propiedad al objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de las redes de transporte. Dicha cantidad asciende, aproximadamente, a 1 día del caudal máximo diario contratado o reservado por cada usuario. Adicionalmente, de acuerdo a dicha NGTS, los sujetos que aportan gas al sistema tienen derecho a un almacenamiento para la operación comercial en las redes de transporte. Este almacenamiento, que no puede exceder la capacidad útil de la red de gasoducto, corresponde al almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución menos la cantidad empleada para el nivel mínimo de llenado. Actualmente, este almacenamiento operativo equivale a de otro día de la capacidad contratada.

La Sociedad no tiene existencias en propiedad al cierre del ejercicio. La especial situación ocurrida durante el mes de diciembre de 2005 en la que la capacidad útil de los gasoductos de transporte ha sido inferior a la capacidad comercial reconocida a los agentes (dos días de suministro indicados anteriormente), ha motivado que la Sociedad, como Gestor Técnico del Sistema, en virtud a lo indicado en el apartado 2.4.2 de la NGTS 2 y a las especiales características del mercado a tarifa como agente de cierre, ha situado sus existencias operativas en otros almacenamientos al objeto de respetar los almacenamientos para la operación comercial reconocidos al resto de agentes, a través de los buques mencionados anteriormente.

El resto de las existencias se valoran al menor entre el coste de adquisición o producción y el valor neto realizable. El coste incluye los costes de materiales directos y, en su caso, los costes de mano de obra directa y los gastos generales de fabricación, incluyéndose también los incurridos al trasladar las existencias a su ubicación y condiciones actuales, en el punto de venta.

La Sociedad realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio dotando la oportuna pérdida cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la rebaja hayan dejado de existir o cuando exista clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la provisión.

### g) Patrimonio neto y pasivo financiero

Los instrumentos de capital y otros de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran por el importe recibido en el patrimonio, neto de costes directos de emisión.

Los pasivos financieros se clasifican conforme al contenido de los acuerdos contractuales pactados y teniendo en cuenta el fondo económico.

Los principales pasivos financieros mantenidos por las sociedades del grupo se clasifican como:

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en el patrimonio neto, fundamentalmente pasivos negociables: Los Pasivos financieros asociados con activos financieros disponibles para la venta originados como consecuencia de transferencias de activos en las que la entidad cedente ni transfiere ni retiene sustancialmente los riesgos y beneficios de los mismos.
- Pasivos financieros a vencimiento: Los pasivos financieros a vencimiento se valoran a su coste amortizado tal y como éste ha sido definido anteriormente.

Los instrumentos de pasivo mantenidos por las sociedades del Grupo son:

- *Préstamos bancarios*: Los préstamos que devengan intereses se registran por el importe recibido, neto de costes directos de emisión. Los gastos financieros, incluidas las primas pagaderas en la liquidación o el reembolso y los costes directos de emisión, se contabilizan según el criterio del devengo en la Cuenta de Resultados utilizando el método del interés efectivo y se añaden al importe en libros del instrumento en la medida en que no se liquidan en el período en que se producen.
- *Instrumentos financieros derivados y contabilización de coberturas*: Debido a los préstamos con entidades de crédito el Grupo está expuesto a variaciones en el tipo de interés. Para cubrir estos riesgos, el grupo utiliza contratos de permutas financieras sobre flujos de tesorería. No utiliza instrumentos financieros derivados con fines especulativos.

El uso de derivados financieros se rige por las políticas de gestión de riesgos del Grupo aprobadas por el presidente de la compañía, detallándose los principios sobre el uso de los derivados financieros.

Las variaciones en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados que se han concebido y hecho efectivos como coberturas de futuros flujos de efectivo se reconocen directamente en el patrimonio neto y la parte que se determina como ineficaz se reconoce de inmediato en la Cuenta de Resultados Consolidada. Si la cobertura del flujo de efectivo del compromiso firme o la operación prevista deriva en un reconocimiento de un activo o pasivo no financiero, en tal caso, en el momento en que se reconozca el activo o pasivo, los beneficios o pérdidas asociados al derivado previamente reconocidos en el patrimonio neto se incluyen en la valoración inicial del activo o pasivo. Por el contrario, para las coberturas que no derivan en el reconocimiento de un activo o pasivo, los importes diferidos dentro del patrimonio neto se reconocen en la Cuenta de Resultados Consolidada en el mismo período en que el elemento que está siendo objeto de cobertura afecta a los resultados netos.

Las variaciones del valor razonable de los instrumentos financieros derivados que no cumplen los criterios para la contabilización de coberturas se reconocen en la Cuenta de Resultados Consolidada a medida que se producen.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, o es vendido, finalizado o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulado correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la operación prevista. Cuando no se espera que se produzca la operación que está siendo objeto de cobertura, los beneficios o pérdidas acumulados netos reconocidos en el patrimonio neto se transfieren a los resultados netos del período.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales se consideran derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registran a su valor razonable con beneficios o pérdidas no realizados presentados en la Cuenta de Resultados Consolidada.

### h) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Los acreedores comerciales no devengan explícitamente intereses y se registran a su valor nominal.

### i) Clasificación de deudas entre corriente y no corriente

En el balance de situación consolidado adjunto, las deudas se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como deudas corrientes aquellas con vencimiento igual o inferior a doce meses y como deudas no corrientes las de vencimiento superior a dicho período.

Los créditos con vencimiento superior a 12 meses son actualizados a un tipo de interés. El tipo de interés de referencia utilizado es el 3,39%.

### j) Obligaciones por prestaciones por retiro

El fondo de pensiones externo de Enagás, S.A. se constituye de acuerdo con el Plan de Pensiones firmado y adaptado a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones. Es un plan de contribución definida que cubre los compromisos adquiridos por la sociedad con el personal activo afectado. Reconoce unos derechos consolidados por servicios pasados y se compromete a la aportación mensual de un porcentaje medio del 6,8% del salario computable. Es un plan de modalidad mixta destinado a cubrir tanto las prestaciones de jubilación, como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.

### k) Indemnizaciones por cese

De acuerdo con la legislación vigente, las entidades consolidadas españolas y algunas entidades extranjeras están obligadas a indemnizar a aquellos empleados que sean despedidos sin causa justificada. No existe plan alguno de reducción de personal que haga necesaria la creación de una provisión por este concepto.

### l) Provisiones

Al tiempo de formular las cuentas anuales de las entidades consolidadas, sus respectivos Administradores diferencian entre:

- *Provisiones:* saldos acreedores que cubren obligaciones presentes a la fecha del balance surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales para las entidades; concretos en cuanto a su naturaleza pero indeterminados en cuanto a su importe y/ o momento de cancelación, y

- *Pasivos contingentes*: obligaciones posibles surgidas como consecuencia de sucesos pasados, cuya materialización está condicionada a que ocurra, o no, uno o más eventos futuros independientes de la voluntad de las entidades consolidadas.

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo recogen todas las provisiones significativas con respecto a las cuales se estima que la probabilidad de que se tenga que atender la obligación es mayor que de lo contrario. Los pasivos contingentes no se reconocen en las cuentas anuales consolidadas, sino que se informa sobre los mismos, (Véase Nota 30).

Las provisiones - que se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son re-estimadas con ocasión de cada cierre contable - se utilizan para afrontar las obligaciones específicas para los cuales fueron originalmente reconocidas; procediéndose a su reversión, total o parcial, cuando dichas obligaciones dejan de existir o disminuyen.

Al cierre del ejercicio 2005 se encontraban en curso distintos procedimientos judiciales y reclamaciones entablados contra las entidades consolidadas con origen en el desarrollo habitual de sus actividades. Tanto los asesores legales del Grupo como sus Administradores entienden que la conclusión de estos procedimientos y reclamaciones no producirá un efecto significativo en las cuentas anuales de los ejercicios en los que finalicen.

#### **m) Ingresos diferidos**

Los importes recibidos por anticipado en los contratos de transporte de gas natural, se aplican a resultados en función de las unidades transportadas durante el período establecido en dichos contratos.

#### **n) Clasificación de saldos de largo plazo y circulante**

En el Balance de Situación Consolidado adjunto los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corriente aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corriente los de vencimiento superior a dicho período.

Los débitos con vencimiento superior a 12 meses son actualizados a un tipo de interés de actualización. El tipo de interés de referencia utilizado es 3,39%

#### **o) Reconocimiento de ingresos**

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, IVA y otros impuestos relacionados con las ventas.

Las ventas de gas se reconocen cuando se han transferido sustancialmente todos los riesgos y ventajas.

Los ingresos ordinarios asociados a la prestación de servicios se reconocen igualmente considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad.

Enagás actúa como gestor de la compra-venta de gas a clientes a tarifa, y por dicha actividad percibe una retribución cuyo objetivo es cubrir los costes incurridos en la realización de la misma. En consecuencia los ingresos y los gastos procedentes de la compra-venta de gas para tarifa regulada son eliminados de la Cuenta de Resultados Consolidada, registrándose únicamente el importe de 6.398 miles de euros por el coste de ventas asociado a las mermas de energía del proceso. Adicionalmente, el ingreso procedente de la retribución regulada por gestión de compra-venta, se encuentra registrado en el epígrafe de "Ingresos por actividades reguladas" por importe de 15.819 miles de euros.

Como consecuencia de la normativa que afecta a la sociedad matriz publicada en el BOE el 15 de febrero de 2002 (aplicable a partir del 19 de febrero de 2002), a continuación se detallan los criterios aplicados para el reconocimiento de los ingresos sujetos a la nueva regulación:

El 15 de febrero de 2002 fueron aprobadas por el Ministerio de Economía tres Ordenes Ministeriales por las que se establece el sistema retributivo para las actividades reguladas del sector del gas natural en España, que entraron en vigor el 19 de febrero de 2002. Estas Ordenes establecen la retribución de las actividades reguladas del sector gasista así como las tarifas de gas natural y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, publicadas en el Boletín Oficial del Estado con fecha 18 de febrero, entrando en vigor al día siguiente de su publicación, estableciendo la retribución total a percibir para el resto del año 2002 por las actividades de gestión de compra y venta de gas para el mercado a tarifa, regasificación, almacenamiento y transporte de gas, gestión técnica del sistema y distribución de gas y para todas las empresas que ejercen éstas actividades, así como fórmulas y criterios de actualización y determinación de la retribución de dichas actividades para los próximos años.

Con fecha 28 de enero de 2005 fueron aprobados por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio tres Órdenes Ministeriales -ITC/102/2005, ITC/103/2005 y ITC/104/2005- en las que se actualizaron para el año 2005 dichas tarifas, publicadas con fecha 31 de enero en el Boletín Oficial del Estado, y establecen la retribución a percibir a lo largo del año 2005 por todas las sociedades que ejercen las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte o distribución de gas.

Con la aparición de esta normativa se reconoce al Grupo el derecho a obtener una retribución por la realización de las siguientes actividades:

- Regasificación y carga de cisternas de GNL
- Traslado de GNL a buques
- Almacenamiento
- Transporte
- Gestión de Compra-Venta de gas destinado al mercado a tarifa
- Gestión Técnica del Sistema

Los aspectos más relevantes desde el punto de vista de los ingresos en cuanto al detalle normativo que regula la actividad de Enagás, S.A. se desarrollan en la Nota 4 adjunta.

Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable, que es el tipo que descuenta exactamente los futuros recibos en efectivo estimados a lo largo de la vida prevista del activo financiero del importe en libros neto de dicho activo.



Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

#### p) Reconocimiento de gastos

Los gastos se reconocen en la Cuenta de Resultados cuando tiene lugar una disminución en los beneficios económicos futuros relacionados con una reducción de un activo, o un incremento de un pasivo, que se puede medir de forma fiable. Esto implica que el registro de un gasto tiene lugar de forma simultánea al registro del incremento del pasivo o la reducción del activo.

Se reconoce un gasto de forma inmediata cuando un desembolso no genera beneficios económicos futuros o cuando no cumple los requisitos necesarios para su registro como activo.

#### q) Impuesto sobre sociedades

El impuesto sobre sociedades se registra en la Cuenta de Resultados Consolidada o en las cuentas de patrimonio neto del Balance de Situación Consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos, y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas en el ejercicio en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocios se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada o directamente en las cuentas de patrimonio del Balance de Situación Consolidado, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias.

Las deducciones de la cuota originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por impuesto sobre sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos fiscales específicos.

El gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio se calcula mediante la suma del impuesto corriente que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio y después de aplicar las deducciones que fiscalmente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos.

#### r) Beneficios por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el beneficio neto del período atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la sociedad dominante en cartera de las sociedades del Grupo, dicho beneficio básico por acción coincide con el beneficio básico diluido (Nota 12).

### s) Estados de flujos de efectivo consolidados

En los estados de flujos de efectivo consolidados, se utilizan las siguientes expresiones en los siguientes sentidos:

Flujos de efectivo: entradas y salidas de dinero en efectivo y de sus equivalentes; entendiendo por éstos las inversiones a corto plazo de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

Actividades de explotación: actividades típicas de la entidad, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o de financiación.

Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de explotación.

## 4. Regulación de retribución

### Ingresos por la actividad de regasificación, almacenamiento y transporte

La Orden Ministerial 301, de 15 de febrero de 2002, determina los ingresos por las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento y transporte, basado en el coste acreditado de dichas actividades. En particular se establece que el coste acreditado para las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento se compone de un coste fijo y un coste variable.

**a.1 Coste fijo acreditado.** Se determina en función de los activos en producción. Este coste retribuye los costes de inversión y los costes de explotación de los activos que operan en el sistema gasista.

a.1.1 La retribución de los costes de inversión se compone de lo siguiente:

- Retribución por la amortización de los activos del sistema. Se calcula tomando como base el valor contable de los activos una vez considerada la actualización contable del año 1996 (Real Decreto Ley 7/1996), minorado por las subvenciones recibidas con la finalidad de financiar dichos activos, aplicando a esta diferencia un coeficiente de actualización anual compuesto por la media corregida del Índice del Precios al Consumo y el Índice de Precios Industriales (IPRI). Al valor resultante se le aplica el coeficiente de amortización correspondiente a su vida útil, obteniendo de este modo los ingresos por este concepto. Para los activos totalmente amortizados no se reconoce retribución por amortización.

Para las nuevas infraestructuras que están entrando en servicio, se utiliza como base de cálculo para su retribución por amortización el valor estándar de cada inversión fijada por el regulador, mientras que para aquellas que suponen ampliación, se utiliza como base de cálculo para su retribución por amortización el coste real.

- Retribución financiera del valor de la inversión. Se calcula aplicando una tasa de retribución financiera de la media anual de los Bonos del Estado a 10 años o tipo de interés que lo sustituya, más el 1,5% sobre el valor obtenido en el párrafo anterior. Para los activos totalmente amortizados la tasa de retribución financiera se aplica sobre el 50 % del valor obtenido en el párrafo anterior.

La tasa resultante en el ejercicio 2004 ha sido del 5,64 %, mientras que la correspondiente al ejercicio 2005 ha sido de 5,79 %.

- a.1.2 La retribución de los costes de explotación de los activos del Sistema se calcula en función de los costes acreditados para las instalaciones del sistema gasista en el año 2000 para cada actividad, estandarizados por unidades físicas y técnicas. A este estándar resultante se le aplica el coeficiente de actualización anual compuesto por la media del Índice del Precios al Consumo y el Índice de Precios Industriales (IPRI), corregida por un factor de eficiencia de 0,85. Estos estándares actualizados aplicados a las unidades físicas dan como resultado los ingresos por este concepto.
- a.1.1 Dado que la regulación en vigor retribuye a Enagás, S.A. por las inversiones realizadas y el coste contable asignable a éstas es la amortización anual que se imputa de forma lineal a la Cuenta de Resultados, se ha establecido el criterio lineal para la imputación a la Cuenta de Resultados Consolidada de estos ingresos correspondientes al coste fijo acreditado. De esta forma se consigue a efectos mensuales la correlación de ingresos (retribución) y gastos (amortización).

#### *a.2 Coste variable acreditado por regasificación y trasvase de GNL a buques.*

- a.2.1 Se determina en función de los kWh realmente regasificados así como de los cargados en cisternas de GNL en cada periodo y del valor unitario variable de regasificación en el periodo considerado. Para el ejercicio 2005 este coste ha quedado fijado en 0,000255 euros por kWh regasificado.
- a.2.2 Para los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, se reconoce un coste idéntico al coste variable de regasificación. Para el trasvase de buque a buque el coste es de 80% de dicho valor.

## **b) Ingresos por Gestión Técnica del Sistema (GTS)**

Los ingresos por esta actividad son calculados anualmente en función del coste acreditado para cada año y tienen como finalidad retribuir las obligaciones de Enagás, S.A. como Gestor Técnico del Sistema, entre las que se incluyen coordinar el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de transporte, supervisando la seguridad del suministro de gas natural (niveles de almacenamiento y planes de emergencia), llevar a cabo planes para el futuro desarrollo de las infraestructuras gasistas y controlar el acceso de terceros a la red.

Para el año 2005, la cuota destinada a la retribución del GTS que deberán recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso de terceros a la red, será del 0,53 % para peajes y cánones y del 0,25% para las tarifas, mientras que en el ejercicio 2004 era de 0,62% y 0,30% respectivamente. Dicha cuota se ingresará por las citadas empresas en los plazos y de la forma que se establece en el procedimiento de liquidaciones, en la cuenta que la Comisión Nacional de la Energía en régimen de depósito tiene abierta a estos efectos.

El porcentaje anterior sobre la facturación se calculará sobre el resultado de aplicar los peajes y cánones máximos a las cantidades facturadas, sin deducir los posibles descuentos que sobre las mismas puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y los usuarios.

La imputación mensual de los ingresos anteriores, (Ingresos por la actividad de regasificación e Ingresos por la Gestión Técnica del Sistema), a la Cuenta de Resultados Consolidada se realiza siguiendo un criterio lineal.

### c) Liquidación de peajes asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas

La facturación y cobro de la retribución de las actividades reguladas sujetas a liquidación (Acceso de Terceros a la Red y Gestión Técnica del Sistema) se realizará conforme a lo establecido en el procedimiento de liquidaciones, según la Orden Ministerial de 28 de octubre de 2002.

### d) Ingresos por la actividad de Compra-Venta de gas

Por disposición de la Ley de Hidrocarburos, Enagás, S.A. como empresa transportista efectúa la actividad de Compra-Venta de gas para el suministro a compañías distribuidoras y otras transportistas que lo destinen a la venta del mercado a tarifa (regulado) de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Para ello, y con esa exclusiva finalidad, Enagás, S.A. adquiere el gas a Sagane, S.A. y a Gas Natural Aprovevisionamientos, S.A.

El coste de la compra de gas y el precio de venta se fijan de acuerdo con los siguientes criterios:

- Coste de compra de gas. Se denomina Coste de la Materia Prima (CMP) se determina en función de los precios en los mercados internacionales del crudo y productos petrolíferos, en posición CIF, por parte del transportista con destino al mercado regulado, incluyendo los costes necesarios para el posicionamiento de gas en la red básica. Este coste se calculará trimestralmente en enero, abril, julio y octubre de cada año.
- Precio de venta. Se denomina precio de cesión e incluye el coste de la materia prima destinada al mercado a tarifa, los costes de gestión de compra-venta de gas natural y el coste medio de regasificación. El precio de cesión variará en cuanto se modifiquen los precios de coste de materia prima por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas o anualmente, si se modifican la estructura o condiciones de los aprovisionamientos.

El criterio de imputación a la Cuenta de Resultados Consolidada se basa en la facturación a las compañías distribuidoras de los consumos reales mensuales obtenidos de las lecturas de los aparatos de medición. Su imputación a la Cuenta de Resultados Consolidada se realiza, por lo tanto, siguiendo el criterio de devengo.

### e) Ingresos por Gestión de Compra-Venta de gas

Estos ingresos tienen por finalidad retribuir la actividad de gestión de compra-venta de gas para el suministro de gas a las compañías distribuidoras y otras transportistas que lo destinen al mercado a tarifa. Esta retribución se establece atendiendo a los siguientes componentes:

- Coste total específico por compra-venta de gas. Se calcula aplicando al volumen de gas destinado al mercado a tarifa y valorado al coste medio de la materia prima vendida del periodo anual un porcentaje. El coeficiente establecido tanto para el año 2005 como para el ejercicio 2004 es el 0,005.

- Coste de las mermas de gas que se producen en los procesos de regasificación, almacenamiento y transporte del gas destinado al mercado a tarifa, según el siguiente desglose:
  - Regasificación: 0,5 % del coste medio de la materia prima destinada al mercado a tarifa para el volumen de gas descargado en las plantas de regasificación con destino al mercado a tarifa.
  - Almacenamiento: 2,11 % del coste medio de la materia prima para el volumen de gas inyectado en los almacenamientos subterráneos con destino al mercado a tarifa.
  - Transporte: 0,43 % del coste medio de la materia prima para el volumen de gas introducido en el sistema de transporte con destino al mercado a tarifa.
- Coste por la financiación de las existencias de gas destinado al mercado a tarifa. Este coste se determina aplicando al volumen de la demanda en el cliente final, valorado al coste medio de la materia prima destinada al mercado a tarifa, el coeficiente de 0,218 por una tasa de coste financiero del Euribor a tres meses del año anterior más un 0,5%. Para el año 2005 se establece en un 2,60% y en 2004 en un 2,98%.

## f) Sistemas de liquidación

Con fecha 1 de noviembre de 2002, se publica la Orden Ministerial 2.692/2002 de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas y establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

## g) Desarrollo del Marco Regulatorio

**El 3 de agosto de 2005** se publicó el Real Decreto 942/2005 de fecha 29 de julio, en el que se establece que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará antes del 1 de enero de cada año, la retribución que corresponda percibir a los usuarios que operan en el sistema gasista español, para hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo correspondiente a la retribución.

**El 11 de octubre de 2005** se publicó la Orden ITC/3126/2005 de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista.

Las normas desarrollan las condiciones técnicas básicas de uso de las instalaciones y los procedimientos a seguir por los sujetos que intervienen en el sistema gasista en todas las fases de la operación del sistema, de forma que se garantice la calidad, continuidad y seguridad del suministro, y en consecuencia un funcionamiento más eficiente del sistema gasista. Adicionalmente, las normas marcan las directrices para la gestión de las instalaciones y los procedimientos básicos de operación del sistema, tanto en condiciones normales como en situación excepcional o de emergencia.

**El 19 de noviembre de 2005** se publicó la Ley 24/2005 de Reformas para el impulso de la productividad de 18 de noviembre que modificó ciertos aspectos de la Ley de Hidrocarburos 34/1998. Entre otros aspectos desaparece el carácter de mínimo exigible en las instalaciones sujetas a la planificación obligatoria así como habilita a la CNE para resolver las liquidaciones gas.

**El 25 de noviembre de 2005** se publicó la Orden ITC 3655/2005 de 23 de noviembre por la que se modificaron las Ordenes Ministeriales de retribución, peajes y tarifas, así como la de liquidaciones, para adaptarlas a los preceptos establecidos en el Real Decreto 942/2005.

Con fecha **30 de noviembre de 2005** se publicó la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, aprobada el 28 de noviembre, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2005-2006, para la operación del sistema gasista. Las principales disposiciones fueron:

- Establecer la variación de existencias máximas permitidas para los transportistas y comercializadores que aporten gas al sistema en los meses del periodo invernal.
- Establecer las existencias mínimas de seguridad en el conjunto de los tanques de almacenamiento de gas natural licuado de las plantas de regasificación en los meses del periodo invernal.
- Establecer las reservas de extracción permitidas en almacenamientos subterráneos de los distintos agentes que operan en el mercado.

Permitir al Gestor Técnico del Sistema gestionar como servicio de almacenamiento suplementario de gas natural licuado para el mercado a tarifa el fletamento de buques metaneros hasta un volumen máximo total de 160.000 m<sup>3</sup> de capacidad. Dicho almacenamiento podrá estar disponible desde el 1 de diciembre de 2005 hasta el 15 de marzo de 2006.

Con fecha **27 de diciembre de 2005** han sido aprobadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio las Ordenes Ministeriales números ITC/4099, 4100 y 4101/2005 en las que se actualizan para el año 2006 las tarifas, peajes, cánones y retribución de las actividades reguladas del sector gasista, publicadas con fecha 30 de diciembre de 2005 en el Boletín Oficial del Estado, y que establecen la retribución a percibir a lo largo del año 2006 por todas las sociedades que ejercen la actividad de regasificación, almacenamiento, transporte o distribución.

## 5. Activos Intangibles

La composición y movimiento de los activos intangibles durante los ejercicios 2005 y 2004 ha sido la siguiente:

	Miles de euros		
	01-01-05	Altas	31-12-05
Gastos de desarrollo	46	–	46
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	33.025	68	33.093
Aplicaciones informáticas	12.685	3.080	15.765
<b>Total</b>	<b>45.756</b>	<b>3.148</b>	<b>48.904</b>

Miles de euros			
	01-01-04	Altas	31-12-04
Gastos de desarrollo	–	46	46
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	32.878	147	33.025
Aplicaciones informáticas	9.222	3.463	12.685
<b>Total</b>	<b>42.100</b>	<b>3.656</b>	<b>45.756</b>

En el epígrafe de Concesiones del ejercicio 2005 destacan las correspondientes al Puerto de Barcelona por un importe de 3.676 miles de euros y la del Puerto de Huelva por importe de 2.114 miles de euros.

Los incrementos de los Gastos de desarrollo del ejercicio 2004 corresponden al Proyecto de Mejoras de Estación de Regulación y Medida, y Estación de Medida.

Con relación a las Aplicaciones Informáticas del ejercicio 2005 destacan el Nuevo modelo informático de red de Enagás de 510 miles de euros, y la Migración de la red de datos de tecnología Token-Ring a Ethernet de 524 miles de euros.

El cargo en la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2005 y 2004 en concepto de dotación a la amortización del Inmovilizado Inmaterial en el ejercicio 2005 y 2004 ha ascendido a 4.056 y 3.284 miles de euros respectivamente. La composición y movimiento de dicha amortización ha sido el siguiente:

Amortización Acumulada			
Miles de euros	01-01-05	Altas	31-12-05
Gastos de desarrollo	44	(18)	26
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	9.124	1.320	10.444
Aplicaciones informáticas	6.080	2.754	8.834
<b>Total</b>	<b>15.248</b>	<b>4.056</b>	<b>19.304</b>

Amortización Acumulada			
Miles de euros	01-01-04	Altas	31-12-04
Gastos de desarrollo	–	44	44
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	7.815	1.309	9.124
Aplicaciones informáticas	4.149	1.931	6.080
<b>Total</b>	<b>11.964</b>	<b>3.284</b>	<b>15.248</b>

El importe de los activos intangibles totalmente amortizados a 31 de diciembre de 2005 y 2004 asciende a 4.437 miles de euros y 2.678 miles de euros respectivamente.

Los bienes del Inmovilizado inmaterial no están afectos a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de similar naturaleza.

## 6. Inmovilizado Material

El valor contable del inmovilizado material a 31 de diciembre de 2005 y 2004, así como su correspondiente amortización presenta el siguiente detalle:

	Miles de euros		
	Coste	Amortización acumulada	Total Neto
Terrenos y construcciones	79.311	(31.474)	47.837
Instalaciones técnicas y maquinaria	3.667.078	(1.237.930)	2.429.148
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	12.158	(10.255)	1.903
Anticipos e inmovilizado en curso	450.103	–	450.103
Otro inmovilizado	21.806	(18.586)	3.220
Subvenciones de capital	(539.831)	160.116	(379.715)
Provisiones	–	–	(9.402)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2004</b>	<b>3.690.625</b>	<b>(1.138.129)</b>	<b>2.543.094</b>
Terrenos y construcciones	80.895	(33.895)	47.000
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.130.570	(1.395.988)	2.734.582
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	12.910	(10.961)	1.949
Anticipos e inmovilizado en curso	337.542	–	337.542
Otro inmovilizado	22.057	(19.836)	2.221
Subvenciones de capital	(558.291)	184.645	(373.646)
Provisiones	–	–	(12.506)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2005</b>	<b>4.025.683</b>	<b>(1.276.035)</b>	<b>2.737.142</b>



La composición y movimientos en los ejercicios 2005 y 2004 en el Inmovilizado material y la amortización acumulada han sido los siguientes:

<b>Inmovilizado Material</b>					
<b>Miles de euros</b>	<b>Saldo al 01-01-05</b>	<b>Adiciones</b>	<b>Bajas</b>	<b>Traspasos y otros</b>	<b>Saldo al 31-12-05</b>
Terrenos y construcciones	79.311	1.508	–	76	80.895
Instalaciones técnicas y maquinaria	3.667.078	216.200	(1.674)	248.966	4.130.570
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	12.158	752	–	–	12.910
Anticipos e inmovilizado en curso	450.103	136.481	–	(249.042)	337.542
Otro inmovilizado	21.806	578	(327)	–	22.057
Subvenciones de capital	(539.831)	(18.460)	–	–	(558.291)
<b>Total</b>	<b>3.690.625</b>	<b>337.059</b>	<b>(2.001)</b>	<b>–</b>	<b>4.025.683</b>

<b>Amortización acumulada</b>				
<b>Miles de euros</b>	<b>Saldo al 01-01-05</b>	<b>Adiciones</b>	<b>Bajas</b>	<b>Saldo al 31-12-05</b>
Terrenos y construcciones	31.474	2.421	–	33.895
Instalaciones técnicas y maquinaria	1.237.930	158.183	(125)	1.395.988
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	10.255	706	–	10.961
Otro inmovilizado	18.586	1.574	(324)	19.836
Subvenciones de capital	(160.116)	(24.529)	–	(184.645)
<b>Total</b>	<b>1.138.129</b>	<b>162.884</b>	<b>(449)</b>	<b>1.276.035</b>

<b>Inmovilizado Material</b>					
<b>Miles de euros</b>	<b>Saldo al 01-01-04</b>	<b>Adiciones</b>	<b>Bajas</b>	<b>Traspasos y otros</b>	<b>Saldo al 31-12-04</b>
Terrenos y construcciones	74.797	4.514	–	–	79.311
Instalaciones técnicas y maquinaria	3.184.135	204.227	(1)	278.717	3.667.078
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	11.375	783	–	–	12.158
Anticipos e inmovilizado en curso	479.959	248.861	–	(278.717)	450.103
Otro inmovilizado	21.893	889	(976)	–	21.806
Subvenciones de capital	(538.755)	(1.076)	–	–	(539.831)
<b>Total</b>	<b>3.233.404</b>	<b>458.198</b>	<b>(977)</b>	<b>–</b>	<b>3.690.625</b>

Miles de euros	Amortización acumulada			
	Saldo al 31-01-04	Adiciones	Bajas	Saldo al 31-12-04
Terrenos y construcciones	28.978	2.496	–	31.474
Instalaciones técnicas y maquinaria	1.101.745	136.186	(1)	1.237.930
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	9.521	734	–	10.225
Otro inmovilizado	17.935	1.606	(955)	18.586
Subvenciones de capital	(139.752)	(20.364)	–	(160.116)
<b>Total</b>	<b>1.018.427</b>	<b>120.658</b>	<b>(956)</b>	<b>1.138.129</b>

En el capítulo de Aumentos de Instalaciones técnicas y maquinaria destacan (representan aproximadamente el 93% del total) la puesta en explotación durante el ejercicio de:

- Ampliación de la capacidad de emisión hasta 1.500.000 m<sup>3</sup> en Planta de Barcelona.
- Ampliación de la capacidad de emisión hasta 900.000 m<sup>3</sup> en Planta de Cartagena.
- Ampliación de la capacidad de emisión hasta 1.050.000 m<sup>3</sup> en Planta de Huelva.
- Tercer Tanque 127.000 m<sup>3</sup> Planta de Cartagena.
- Quinto Tanque 150.000 m<sup>3</sup> Planta de Barcelona.
- Ampliación Estación de Compresión de Almendralejo.
- Fase II de la Estación de Compresión de Córdoba.
- Ampliación Estación de Compresión de Dos Hermanas en Sevilla.
- Ampliación Estación de Compresión de Tivissa.
- Ampliación Estación de Compresión de Bañeras fase II.
- Gasoducto Cartagena-Lorca Fase II.
- Gasoducto Castelnou-Fraga-Tamarite de Litera.
- Desdoblamiento Gasoducto Arbós-Tivissa.
- Gasoducto Málaga-Estepona tramo II.

En lo que respecta a los Aumentos en Inmovilizaciones en curso podemos mencionar las siguientes instalaciones (representa más del 79%) del total dado de alta en el ejercicio:

- Ampliación de la capacidad de emisión 1.200.000 m<sup>3</sup> en Planta de Cartagena.
- Ampliación de la capacidad de emisión 1.350.000 m<sup>3</sup> en Planta de Huelva.
- Ampliación de la capacidad de emisión 1.650.000 m<sup>3</sup> en Planta de Barcelona.
- Cuarto tanque de Cartagena.
- Cuarto tanque de Huelva.
- Sexto tanque de Barcelona.

Las bajas más significativas del ejercicio 2005 se corresponden con la transmisión a Desarrollo del Cable, S.A. de parte de la red óptica excedentaria ( en tramos que suman 636 Km.), por importe de 1.674 miles de euros y con la baja de vehículos por importe de 320 miles de euros.

En el apartado de Traspasos se muestran los movimientos del inmovilizado en curso a fijo de aquellos proyectos con puesta en explotación en el ejercicio.

La revalorización del Inmovilizado material incorporada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996 de 7 de junio, sobre actualización de balances, tendrá un efecto de 16.173 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2006 y 16.654 miles de euros del ejercicio 2005.

Durante el ejercicio 2005 y 2004 las sociedades han activado como mayor valor del inmovilizado material gastos financieros por importe de 9.086 miles de euros, y 7.053 miles de euros respectivamente.

El impacto de los Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado ha supuesto un aumento en la inversión de 8.181 miles de euros en el ejercicio 2005 y 7.082 miles de euros para el ejercicio 2004.

El importe total de las disminuciones del epígrafe "Amortización acumulada", corresponde básicamente a la baja de vehículos por un importe de 320 miles de euros, y a la baja de la red de fibra óptica excedentaria 125 miles de euros.

El importe de los activos materiales en explotación totalmente amortizados a 31 de diciembre de 2005 ascienden a 308.622 miles de euros y 232.618 miles de euros en el ejercicio 2004.

Los bienes de inversión no están afectos a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de similar naturaleza.

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Las subvenciones de capital recibidas en el ejercicio 2005 corresponden a inversiones de la infraestructura gasista según el detalle siguiente:

<b>Miles de euros</b>	<b>Subvenciones recibidas a 31.12.05</b>	<b>Aplicación a resultado acumulado a 31.12.05</b>	<b>Saldo a 31.12.05</b>
Plantas de Regasificación	76.840	37.101	39.739
Infraestructuras transporte de gas	465.334	147.545	317.789
Almacенamientos subterráneos	16.118	–	16.118
<b>Total</b>	<b>558.292</b>	<b>184.646</b>	<b>373.646</b>

Dichas Subvenciones han sido recibidas de los siguientes Organismos:

Miles de euros	Subvenciones recibidas a 31.12.05	Aplicación a resultado acumulado a 31.12.05	Saldo a 31.12.05
Fondos estructurales de la Unión Europea	396.609	102.814	293.795
Organismos Oficiales de las CCAA.	47.835	11.147	36.688
Estado Español	113.848	70.685	43.163
<b>Total</b>	<b>558.292</b>	<b>184.646</b>	<b>373.646</b>

Las altas producidas en el ejercicio 2005 corresponden básicamente al Programa Operativo de Infraestructuras Gasista con fondos estructurales de la Comunidad Económica Europea.

Las subvenciones de capital que serán imputados a resultados en el ejercicio 2006 ascienden aproximadamente a 20.013 miles de euros, aproximadamente. El detalle por imputación temporal del saldo pendiente de aplicación a 31 de diciembre de 2005 es:

	Años		
	< 1	2-5	> 5
Subvenciones del estado	2.898	11.593	28.672
Subvenciones de Comunidades Autónomas	1.586	6.345	28.756
Subvenciones FEDER	15.529	60.932	217.335
<b>Total Subvenciones</b>	<b>20.013</b>	<b>78.870</b>	<b>274.763</b>

## 7. Participaciones en negocios conjuntos

Cabe destacar que durante los ejercicios 2005 y 2004 no ha habido variaciones en las participaciones de las sociedades filiales, de manera que los porcentajes y los saldos mantenidos por la sociedad Enagás, S.A. permanecen del siguiente modo:

	Miles de Euros		% de participación
	2005	2004	
Gasoducto Al - Andalus, S.A.	23.744	23.744	66,96%
Gasoducto de Extremadura, S.A.	9.732	9.732	51%
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	3.195	3.195	12%
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	2.546	2.546	49%
<b>Total bruto</b>	<b>39.217</b>	<b>39.217</b>	-
Menos: Pérdidas por deterioro	-	-	-
<b>Total neto</b>	<b>39.217</b>	<b>39.217</b>	-

## 8. Activos Financieros

El desglose del saldo de este capítulo de los Balances de Situación Consolidados, atendiendo a la naturaleza de las operaciones es el siguiente:

	Miles de Euros			
	2005		2004	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos financieros mantenidos a vencimiento	18	-	-	-
Préstamos y cuentas a cobrar	19.630	3.849	24.012	3.919
Activos financieros disponibles a la venta	7.925	-	2.209	-
Otros activos financieros	638	-	697	-
<b>Total bruto</b>	<b>28.211</b>	<b>3.849</b>	<b>26.918</b>	<b>3.919</b>
Pérdidas por deterioro	-	-	-	-
<b>Total neto</b>	<b>28.211</b>	<b>3.849</b>	<b>26.918</b>	<b>3.919</b>

El movimiento producido en el ejercicio 2005 y 2004 en los activos financieros pertenecientes al Grupo se describe a continuación:

	Miles de Euros				
	Saldo al 01.01.05	Entradas o dotaciones	Corrección de valor contra reservas/ PL	Salidas, bajas o reducciones	Saldo al 31.12.05
Activos financieros mantenidos a vencimiento	10	8	-	-	18
Préstamos y cuentas a cobrar	27.931	1.207	-	(5.659)	23.479
Archivos financieros disponibles a la venta	2.199	5.059	667	-	7.925
Otros activos financieros	697	14	-	(73)	638
<b>Total bruto</b>	<b>30.837</b>	<b>6.288</b>	<b>667</b>	<b>(5.732)</b>	<b>32.060</b>
Pérdidas por deterioro	-	-	-	-	-
<b>Total neto</b>	<b>30.837</b>	<b>6.288</b>	<b>667</b>	<b>(5.732)</b>	<b>32.060</b>

	Miles de Euros				
	Saldo al 01.01.04	Entradas o dotaciones	Corrección de valor contra reservas/ PL	Salidas, bajas o reducciones	Saldo al 31.12.04
Activos financieros mantenidos a vencimiento	517	10	-	(517)	10
Préstamos y cuentas a cobrar	30.864	984	-	(3.917)	27.931
Archivos financieros disponibles a la venta	1.786	330	85	(2)	2.199
Otros activos financieros	587	124	-	(14)	697
<b>Total bruto</b>	<b>33.754</b>	<b>1.448</b>	<b>85</b>	<b>(3.919)</b>	<b>30.837</b>
Pérdidas por deterioro	-	-	-	-	-
<b>Total neto</b>	<b>33.754</b>	<b>1.448</b>	<b>85</b>	<b>(3.919)</b>	<b>30.837</b>

a) Préstamos y cuentas por cobrar generados por la empresa:

*Créditos corrientes y no corrientes*

El desglose del saldo de este capítulo de los balances de situación consolidados, atendiendo a la naturaleza de las operaciones es el siguiente:

	Miles de Euros	Tipo de Interés	Vencimiento
<b>Créditos no corrientes</b>			
• Créditos a empresas del grupo	23.515	3,0737%	Sept.-2011
• Otros Créditos	497		
<b>Créditos corrientes</b>			
• Créditos a empresas del grupo	3.919	3,0737%	Dic.-2005
<b>Saldo a 31.12.04</b>	<b>27.931</b>		
<b>Créditos no corrientes</b>			
• Créditos a empresas del grupo	19.244	3,5605%	Sept.-2011
• Otros Créditos	386		
<b>Créditos corrientes</b>			
• Créditos a empresas del grupo	3.849	3,5605%	Dic.-2005
<b>Saldo a 31.12.05</b>	<b>23.479</b>		

Créditos no corrientes y corrientes incluyen los concedidos por la Sociedad Matriz en concepto de financiación para la construcción de infraestructuras de transporte con vencimiento a largo plazo y valorados a coste amortizado utilizando el método de tipo de interés efectivo. Estos créditos devengan intereses a tipos variables referenciados al tipo BEI más un diferencial de 90 puntos básicos para las sociedades Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A., y al coste medio de la deuda de Enagás, S.A. más 32,5 puntos.

El detalle es el siguiente:

Miles de Euros	2005	2004
<b>Créditos no corrientes a empresas del grupo:</b>		
Gasoducto Al - Andalus, S.A.	11.180	12.951
Gasoducto de Extremadura, S.A.	2.721	3.771
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	4.425	5.019
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	918	1.774
<b>Total no corriente</b>	<b>19.244</b>	<b>23.515</b>
<b>Créditos corrientes a empresas del grupo:</b>		
Gasoducto Al - Andalus, S.A.	2.236	2.158
Gasoducto de Extremadura, S.A.	544	629
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	885	837
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	184	295
<b>Total corriente</b>	<b>3.849</b>	<b>3.919</b>

## b) Activos financieros disponibles para la venta:

### *Cartera de valores a largo plazo*

La inversión financiera incluida en dicho epígrafe del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2005, está representada fundamentalmente por una inversión en un Fondo de Inversión Mobiliaria del BBVA.

Dicho fondo se valora a valor razonable de acuerdo con el valor de su cotización en el mercado en cada cierre contable. Si bien, dado que dicho fondo se crea para dar cobertura a la Provisión por premio de permanencia a la que va asociado, las variaciones de valor del fondo suponen variaciones por el mismo importe en la provisión asociada al mismo.

El valor en libros de dicho fondo al 31 de diciembre de 2005 y 2004 es 7.925 miles de euros y 2.199 miles de euros respectivamente. La participación a 31 de diciembre de 2005 es del 100%.



## 9. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

La composición del saldo del epígrafe Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar a la fecha del balance de situación es la siguiente:

	2005	2004
<b>Deudores comerciales:</b>		
Clientes por ventas y prestación de servicios	149.411	125.754
Empresas del grupo, deudores	1.649	1.686
Empresas asociadas, deudores	52.034	125.573
Deudores varios	199.017	184.296
<b>Total</b>	<b>402.111</b>	<b>437.309</b>

Las partidas de "Empresas del grupo, deudores" y "Empresas asociadas, deudores" corresponden principalmente a ventas de gas natural y servicios de transporte de gas. Los saldos corresponden a entidades de reconocido prestigio y solvencia, y recogen importes que en su conjunto se encuentran dentro de los plazos de vencimiento estipulados.

El saldo de 1.649 miles de euros de "Empresas del grupo, deudores" corresponde a Gasoducto Al-Andalus, S.A. por importe de 737 miles de euros, y a Gasoducto de Extremadura, S.A. por importe de 912 miles de euros. Ambos saldos corresponden a los servicios de transporte de gas a Transgás, S.A. pendientes de cobro a la fecha, consolidados proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás, S.A. en dichas sociedades.

El saldo de "Empresas asociadas, deudores" a 31 de diciembre de 2005, 52.034 miles de euros, corresponde básicamente a Gas Natural Distribución SDG, S.A. por importe de 31.633 miles de euros, Gas Natural Comercializadora, S.A. por importe de 16.968 miles de euros, y a Gas Natural Castilla La Mancha, S.A. por importe de 1.724 miles de euros.

Dentro del epígrafe "Deudores varios", el Grupo Enagás S.A., está registrando el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas del ejercicio 2005 por importe de 141.577 miles de euros. Durante el inicio del ejercicio 2006, a la fecha de formulación de esta Cuentas Anuales Consolidadas, se ha recibido la liquidación número 11 correspondiente a 2005 por importe de 17.358 miles de euros.

Asimismo, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran pendientes de recibir las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2002, 2003, y 2004 por importe de 25.522 miles de euros, 17.394 miles de euros y 10.114 miles de euros respectivamente. Los mencionados importes se registran en los Balances de Situación Consolidados incluyendo los gastos financieros derivados de su correspondiente actualización financiera. De este modo, los saldos pendientes de liquidación actualizados ascienden a: 25.089 miles de euros, 16.930 miles de euros y 9.428 miles de euros para los ejercicios 2002, 2003, y 2004 respectivamente.

A este respecto, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002 que establece el procedimiento de liquidaciones, indica que "Las desviaciones que se pongan de manifiesto por la aplicación del procedimiento de liquidaciones, entre los ingresos netos liquidables y las retribuciones acreditadas cada año, serán tenidas en cuenta en el cálculo de las tarifas, peajes y cánones de los 2 años siguientes".

El Grupo mantiene estos saldos pendientes de liquidación por los ejercicios finalizados de 2002, 2003 y 2004 dado que pese a que el Organismo Regulador los haya tenido en consideración para el cálculo de las tarifas, peajes y cánones de ejercicios siguientes, únicamente se podrán liquidar los saldos pendientes por dichos ejercicios una vez sean recibidas las mencionadas liquidaciones definitivas.

La cuenta de Administraciones públicas a 31 de diciembre de 2004 recoge básicamente el saldo deudor por IVA de Enagás, S.A., cuya devolución fue solicitada por la sociedad en enero de 2005 y pagada por la Administración Tributaria durante dicho ejercicio.

Los Administradores consideran que el importe en libros de las cuentas de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar se aproxima a su valor razonable.

### Riesgo de crédito

Los principales activos financieros del Grupo son saldos de caja y efectivo, deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, deudas por inversiones, que representan la exposición máxima del Grupo al riesgo de crédito en relación con los activos financieros. En este sentido, los saldos recogen importes que en su conjunto se encuentran dentro de los plazos de vencimientos estipulados y corresponden a entidades de reconocido prestigio y solvencia.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito puesto que opera en un entorno regulado con escenarios planificados. No obstante se practican las correcciones valorativas que se estiman necesarias para provisionar el riesgo de insolvencias.

## 10. Existencias

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2005 y 2004 corresponde básicamente a materiales para el consumo y reposición de las plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de gasoductos, (véase nota 3.f.)

## 11. Patrimonio neto

### 11.1 Capital Social

A 31 de Diciembre de 2005 el capital social de la sociedad dominante asciende a 358.101 miles de euros y está representado por 238.734.260 acciones ordinarias, al portador, de 1,5 euros de valor nominal, todas ellas de una misma clase y serie y desembolsadas en su totalidad.

La totalidad de las acciones de la sociedad Enagás, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales Españolas y se contratan en el mercado continuo. La cotización a 30 de diciembre de 2005 de las acciones de la Sociedad Enagás, S.A. se situó en 15,80 euros, alcanzándose el máximo del año el 22 de diciembre con un cierre de 16,00 euros por acción.

Las participaciones más significativas en el capital social de Enagás, S.A. a 31 de Diciembre de 2005 son las siguientes:

<b>Sociedad</b>	<b>Participación en el capital social %</b>
Gas Natural, SDG., S.A.	14,958
Inversiones Cotizadas del Mediterráneo, S.L.	5,027
Sagane Inversiones, S.L.	5,022
B.P.España, S.A.	5,000
Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante.	5,000
Cantábrica de Inversiones de Cartera, S.L.	5,000

Tanto la sociedad Inversiones Cotizadas del Mediterráneo, S.L. como la sociedad Cantábrica de Inversiones de Cartera, S.L., son sociedades filiales de la Caja de Ahorros del Mediterráneo (CAM) y de la Caja de Ahorros de Asturias (Cajastur), respectivamente.

El Grupo no dispone de autocartera.

Cabe destacar que tras la publicación el 31 de diciembre de 2003 de la ley 62/2003 de medidas fiscales, administrativas y de orden social, cuyo artículo 92 modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, se establece que “ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de Enagás, S.A. en una proporción superior al 5% del capital social o de los derechos de voto en la entidad”. A su vez, dicha Ley establece un plazo máximo de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2004, para adecuar las participaciones sociales a este nuevo límite.

Como consecuencia de lo anterior, la Sociedad Gas Natural SDG, S.A. deberá reducir su participación en un 9,96% antes del 31 de diciembre de 2006

## 11.2 Reservas

### *Reserva de revalorización*

El saldo del epígrafe “Reservas de revalorización” se ha originado por la regularización practicada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio.

Dicho saldo puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos que puedan producirse en el futuro y a ampliación del capital social.

A partir del 1 de enero del año 2007, podrá destinarse a reservas de libre disposición.

### *Reserva legal*

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20% del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que excede del 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

La Sociedad dominante del Grupo tiene dotada en su totalidad la Reserva legal por importe de 71.620 miles de euros, incluida en el epígrafe "Reservas no distribuibles" del balance de situación consolidado adjunto.

*Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados*

Los movimientos producidos en esta reserva con motivo de las correcciones valorativas de los activos disponibles para la venta y de los derivados designados como cobertura de flujos de caja en los ejercicios 2005 y 2004 es el siguiente:'

Miles de Euros				
	01.01.2005	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2005
Cobertura de flujos de Collars	(27.103)	(4.152)	15.052	(16.203)
Cobertura de flujos de FRAs	(100)	7	93	-
Impuestos diferidos por revaluación de pasivos	9.521	1.450	(5.300)	5.671
<b>Total</b>	<b>(17.682)</b>	<b>(2.695)</b>	<b>9.845</b>	<b>(10.532)</b>

Miles de Euros				
	01.01.2004	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2004
Cobertura de flujos de Collars	(2.486)	(24.617)	-	(27.103)
Cobertura de flujos de FRAs	(21)	(1.916)	1.837	(100)
Impuestos diferidos por revaluación de pasivos	877	9.287	(643)	9.521
<b>Total</b>	<b>(1.630)</b>	<b>(17.246)</b>	<b>1.194</b>	<b>(17.682)</b>

### 11.3 Dividendo a cuenta entregado

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2005 de la Sociedad Enagás, S.A., que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación es la siguiente:

Dividendo	95.480
Reserva voluntaria	95.936
	<b>191.416</b>

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 22 de diciembre de 2005 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2005 por importe de 38.197 miles de euros, ( 0,16 euros brutos por acción) formulando el estado de liquidez suficiente, expresado en miles de euros, de conformidad con lo establecido en el artículo 216 del Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

Los estados contables provisionales formulados por el Grupo, de acuerdo con los requisitos legales, que pusieron de manifiesto la existencia de los recursos suficientes para la distribución de los dividendos a cuenta del ejercicio 2005, fueron los siguientes:

	<b>Importe en miles de euros</b>
Resultado contable neto a 31 de Octubre de 2005	168.283
10% Reserva Legal	-
Resultado "disponible" para distribución	168.283
Previsión del pago a cuenta	(38.197)
Previsión de tesorería entre el 31 de Octubre de 2005 y el 31 de Diciembre de 2005:	
- Saldo de tesorería al 31 de Octubre de 2005	13.074
- Cobros proyectados en el periodo considerado	142.400
- Líneas de crédito y préstamos concedidos por Entidades Financieras	662.000
- Pagos proyectados en el periodo considerado (considerado el pago a cuenta)	(138.400)
Saldo previsto de tesorería al 31 de Diciembre de 2005	<b>679.074</b>

El dividendo bruto complementario propuesto (0,24 euros por acción) está sujeto a la aprobación de los accionistas en la Junta General Ordinaria y no se incluye como pasivo en los presentes estados financieros.

## **12. Beneficio por acción**

El beneficio básico por acción se determina dividiendo el resultado neto atribuido al Grupo en un ejercicio entre el número medio ponderado de las acciones en circulación durante ese ejercicio, excluido el número medio de las acciones propias mantenidas a lo largo del mismo.

De acuerdo con ello:

	2005	2004	Variación
Resultado neto del ejercicio (miles de euros)	190.960	158.118	20,77%
Número medio ponderado de acciones en circulación (miles de acciones)	238.734	238.734	-
<b>Beneficio básico por acción en euros</b>	<b>0,799886066</b>	<b>0,662318731</b>	<b>20,77%</b>

El beneficio por acción diluido se calcula como el cociente entre el resultado neto del período atribuible a los accionistas ordinarios ajustados por el efecto atribuible a las acciones ordinarias potenciales con efecto dilución y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período, ajustado por el promedio ponderado de las acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran todas las acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de la sociedad. Al no existir a 31 de diciembre de 2005 acciones ordinarias potenciales, el beneficio básico por acción y diluido coinciden.

### 13. Ingresos Diferidos

El movimiento de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado adjunto durante el ejercicio 2005 y 2004 ha sido el siguiente:

Miles de Euros	Canon Gasoducto de Extremadura, S.A.	Canon Gasoducto de Al-Andalus, S.A.	Total
<b>Saldo a 1 de Enero de 2004</b>	<b>15.449</b>	<b>36.775</b>	<b>52.224</b>
Bajas/Imputación a resultados	(3.423)	(3.068)	(6.491)
<b>Saldo al 31 de Diciembre de 2004</b>	<b>12.026</b>	<b>33.707</b>	<b>45.733</b>
Bajas/Imputación a resultados	(3.515)	(2.671)	(6.186)
<b>Saldo a 31 de Diciembre de 2005</b>	<b>8.511</b>	<b>31.036</b>	<b>39.547</b>

Los importes referidos al canon de las sociedades filiales Gasoducto de Extremadura, S.A. y Gasoducto Al-Andalus, S.A., corresponden a los saldos pendientes de aplicación de los contratos firmados con dichas filiales en concepto de "derecho de transporte de gas" consolidados proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás, S.A. en dichas sociedades.

La Sociedad Enagás, S.A. sigue un criterio de imputación y registro de dichos ingresos basado en la periodificación de los mismos en función de las cantidades de gas trasegadas por el gasoducto correspondiente.

## 14. Provisiones

El movimiento que ha tenido lugar en el saldo de este epígrafe del balance de situación consolidado en el ejercicio 2005 ha sido el siguiente:

	Miles de Euros					Total
	Procedimientos judiciales-fiscales y/o reclamaciones	Premio de permanencia	Coste de abandono	ILP	Otros	
<b>Saldo a 1 de enero de 2005</b>	1.016	7.180	2.865	2.191	5	13.257
Dotación con cargo a resultados:						
Intereses y cargas asimiladas	104	-	-	-	-	104
Dotaciones a provisiones	409	755	-	1.639	-	2.803
Reversión de provisiones con abono a resultados:						
Intereses y rendimientos asimilados	-	-	143	-	-	143
Otros (traspasos)	300	-	-	-	-	300
<b>Saldo a 1 de diciembre de 2005</b>	<b>1.829</b>	<b>7.935</b>	<b>3.008</b>	<b>3.830</b>	<b>5</b>	<b>16.607</b>

Las partidas más importantes de las Dotaciones corresponden a:

- Premio de Permanencia. La dotaciones corresponden a un concepto retributivo no consolidable para recompensar la permanencia en la Sociedad Enagás, S.A. para el personal directivo y los miembros ejecutivos del Consejo de Administración por un total de 755 miles de euros, 88 miles de euros por aportaciones del año y 667 miles de euros por efecto de la valoración al valor razonable.
- Incentivo a largo plazo. En el ejercicio 2005 sigue vigente el plan plurianual de retribución aprobado por el Consejo de Administración, a propuesta de la Comisión de nombramiento y retribuciones en el ejercicio 2003, consistente en un incentivo a largo plazo cuya percepción está vinculada a la consecución de determinados objetivos durante 3 años. La alta dirección de la compañía, incluidos consejeros ejecutivos, forma parte de los posibles beneficiarios de este sistema retributivo, que vence en junio de 2006.
- Entre los procedimientos judiciales-fiscales y/o reclamaciones, destaca la demanda en vía civil de un antiguo trabajador de Enagás S.A.

Los Administradores del Grupo Enagás consideran que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese, a excepción del ILP que vence en 2006.

Las actualizaciones financieras de las provisiones se registran con cargo al epígrafe "Gasto financiero" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta

## 15. Deuda Financiera

Los saldos de deudas con entidades de crédito a 31 de diciembre de 2005, así como los vencimientos previstos en concepto de amortización son los siguientes:

Miles de Euros								
Deudas al 31 de Diciembre de 2005 con vencimiento a								
		Corto plazo	Largo plazo					
	Saldo al 31.12.05	2006	2007	2008	2009	2010	Otros	Total largo plazo
Principal	1.512.268	16.394	8.288	74.002	74.002	1.079.246	260.336	1.495.874
Intereses devengados pendientes de pago	6.169	6.169	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.518.437</b>	<b>22.563</b>	<b>8.288</b>	<b>74.002</b>	<b>74.002</b>	<b>1.079.246</b>	<b>260.366</b>	<b>1.495.874</b>

Al 31 de diciembre de 2005 las sociedades del Grupo tenían concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 303.894 miles de euros, lo que cubre suficientemente cualquier necesidad del Grupo de acuerdo con los compromisos existentes a corto plazo. Asimismo tenía concedidos 350.000 miles de euros en préstamos no dispuestos.

El tipo de interés anual medio del ejercicio 2005 para los préstamos y créditos en euros del Grupo ha sido del 2,3583% sin coberturas ni comisiones y del 3,3932% con coberturas y comisiones (2,9835% con coberturas y comisiones en 2004). Los préstamos y créditos corrientes, pólizas corrientes de la sociedad matriz se encuentran denominados en euros y han devengado un tipo de interés anual medio en el ejercicio 2005 de 3,3946%.

Los Administradores estiman que el valor de mercado de las deudas con entidades de crédito al 31 de diciembre de 2005 calculado mediante el descuento de los flujos de caja futuros a los tipos de interés de mercado asciende a 1.505 miles de euros. La curva de tipos de interés utilizada para dicho cálculo tiene en cuenta los riesgos asociados al sector así como la calidad crediticia de ENAGÁS. La sensibilidad del mencionado valor de mercado ante fluctuaciones de los tipos de cambio y de interés es la siguiente:

Miles de Euros		
Variación tipos de interés		
	0,25%	-0,25%
Variación en el valor de la deuda	38,1	97,9



Entre los hechos más significativos del área financiera cabe destacar:

- El 24 de noviembre de 2004 se firmó un nuevo Préstamo Sindicado también de 1.000 millones de euros, modalidad Club Deal, cuyo desembolso fue el 10 de enero de 2005, fecha en la que se canceló el Préstamo Sindicado del 2003. El vencimiento de este nuevo préstamo es Abril del 2010.
- Con fecha 10 de enero del 2005 entraron en funcionamiento las coberturas de collar contratadas en agosto de 2003 y cuyo vencimiento es el año 2008.
- El 21 de febrero de 2005 se dispusieron otros 125 millones de euros, de los 450 millones de euros que el BEI tiene concedidos a la sociedad Enagás, S.A.
- En marzo de 2005 el Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. aprobó la renovación de las pólizas de crédito. Dicha renovación se hizo efectiva en los meses de mayo a julio. A su vez, se firmaron nuevas pólizas de crédito con las entidades financieras Cajastur y Bancaja por 6 millones de euros respectivamente.
- En agosto de 2005 se procedió a la renegociación del coste de los avales para la financiación de los contratos del BEI de 1995, pasando de un coste medio de 43 puntos básicos a 25 puntos básicos y duración hasta 2011. Por otro lado entre el segundo y el tercer trimestre se renovaron todos los contratos de avales que vencían en ese periodo.
- El 21 de octubre se realizó la primera disposición por importe de 50 millones de euros del préstamo de 200 millones de euros a 15 años y se amplió el plazo de disposición del resto del préstamo.

## 16. Otros pasivos financieros

La composición de los saldos de este capítulo de los balances de situación consolidados es:

	Miles de Euros			
	2005		2004	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos financieros a valor razonable	7.203	12.427	13.856	14.341
Préstamo de Transgás, S.A. a Gasod. Al - Andalus, S.A.	11.164	2.233	12.879	2.147
Préstamo de Transgás, S.A. a Gasod. Extremadura, S.A.	6.130	1.226	7.665	1.278
Préstamo de Transgás, S.A. a Gasod. Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	4.420	922	5.044	870
	<b>28.917</b>	<b>16.808</b>	<b>39.444</b>	<b>18.636</b>

Estos préstamos con Transgás, S.A. son a tipo de interés variable de mercado y con vencimiento en el ejercicio 2011.

La amortización de los citados préstamos se realiza en función de los plazos previstos en los contratos y de la disponibilidad de tesorería que tienen cada una de las sociedades.

## 17. Política de gestión de riesgos

El Grupo Enagás está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Los principios básicos definidos por el Grupo Enagás en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos más significativos son los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de Enagás.
- Cada negocio y área corporativa define:
  - a) Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
  - b) Criterios sobre contrapartes.
  - c) Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Los límites de los negocios y áreas corporativas son aprobados por sus respectivos Comités de Riesgo y, cuando no existieran, por el Comité de Riesgos de Enagás.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enagás.

### *Riesgo de tipo de interés*

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en la Cuenta de Resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo Enagás y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

### *Riesgo de liquidez*

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias comprometidas e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que esté en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

### *Riesgo de crédito*

El Grupo no tiene riesgo de crédito significativo ya que el período medio de cobro a clientes es muy reducido y las colocaciones de tesorería o contratación de derivados se realizan con entidades de elevada solvencia.

## 18. Instrumentos financieros derivados

El Grupo mantenía en vigor a 31 de diciembre de 2005 un valor nocional y / o contractual de los derivados financieros de 1.000 millones de euros a un plazo residual de vencimiento de 2 años.

Durante el ejercicio 2005 y 2004, el Grupo Enagás ha cargado en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta 15.143 miles de euros y 1.837 miles de euros respectivamente que figuraban registrados en el epígrafe "Reserva de cobertura de cash flows", como cobertura del efecto en la Cuenta de Resultados de aquellas operaciones objeto de cobertura.

El importe nocional y / o contractual de los contratos formalizados no supone el riesgo real asumido por el Grupo, ya que la posición neta en estos instrumentos financieros resulta de la compensación y / o combinación de los mismos.

### Coberturas de flujos de tesorería

La sociedad Enagás, S.A. contrató en el 2003 instrumentos de cobertura que limitan el coste financiero de su endeudamiento a largo plazo. Estos instrumentos limitan el coste de la compañía en el periodo 2004-2008 aplicables a un total de 1.000 millones de euros, y permitirá minimizar el riesgo, financiando las inversiones en las mejores condiciones posibles, mayoritariamente con deuda a largo plazo y coste fijo.

Por un lado, se cubrió el riesgo de tipos de interés para el año 2004 a través de varias operaciones de aseguramiento. Dichas operaciones supusieron un coste fijo de financiación total de 2,98% para el ejercicio e importe citado y vencieron en enero de 2005

Por otro lado, para el periodo 2005-2008 se contrataron instrumentos de cobertura de flujos de tesorería mediante diversos collars, con un cap al 4,12% y floor de 3,67% (de media). Estos tienen como fecha de inicio enero de 2005 y vencimiento abril de 2008, y permiten establecer un coste máximo conocido de 4,32%, que ya incluye los efectos de la refinanciación realizada en noviembre frente a un 4,66% antes de dicha refinanciación.

El valor razonable de las permutas financieras formalizadas al 31 de diciembre de 2005 se estima en 15.832 miles de euros ( 27.101 miles en 2004). Estos importes se basan en los valores de mercado de instrumentos equivalentes en la fecha del balance de situación. Todos los collars sobre tipos de interés están diseñados con el objetivo de que sean eficaces como coberturas de flujos de efectivo y el valor razonable de las mismas se difiere y registra dentro del patrimonio neto. Como se ha mencionado, 15.144 miles de euros ( 1.837 miles en 2004) han sido compensados con cargo a pagos de intereses cubiertos efectuados durante el período.

## 19. Planes de aportación definida

El Grupo mantiene planes de pensiones de aportación definida que cubre los compromisos adquiridos por la sociedad con el personal activo afectado. Los activos afectos a los planes se mantienen separados de los activos del Grupo en fondos bajo el control de fiduciarios. Si un empleado causa baja en un plan antes del pleno devengo de las aportaciones, el importe a pagar por el Grupo se verá reducido por el importe de las aportaciones perdidas.

## 20. Situación fiscal

### 20.1 Declaración fiscal

Tanto la sociedad matriz, ENAGÁS, como las sociedades filiales Gasoducto Al-Andalus, S.A., Gasoducto de Extremadura, S.A., Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., Gasoducto Braga-Tuy, S.A. tributan en régimen de declaración individual.

### 20.2 Ejercicios sujetos a inspección fiscal

En la Sociedad Enagás, S.A. se encuentran abiertos a inspección tributaria los ejercicios legalmente no prescritos, a excepción del Impuesto sobre Sociedades en el que están abiertos los ejercicios 1999 a 2005 y la revisión del IVA a la importación, que están pendientes de comprobación los ejercicios 2003, 2004 y 2005.

Las sociedades Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A. se encuentran abiertas a inspección tributaria por los ejercicios legalmente no prescritos.

Con relación al Gasoducto Campo Mayor-Leiria-Braga, S.A. y Gasoducto Braga-Tuy, S.A., se encuentran abiertos a Inspección fiscal los ejercicios 2002, 2003, 2004 y 2005 respectivamente.

Al 31 de Diciembre de 2005 Enagás, S.A. tenía incoada un Acta de Inspección en concepto de IVA a la importación, ejercicio 2002, por un importe total de 2.684 miles de euros de los cuales 2.358 corresponden a cuota (IVA deducible) y 326 a intereses de demora, firmada en disconformidad, con respecto a la que se han presentado los oportunos recursos y apelaciones. A esta fecha, las restantes entidades consolidadas no tenían incoadas Actas de Inspección.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas fiscales, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades fiscales para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos fiscales, cuyo importe no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, en opinión de los asesores fiscales del Grupo ENAGÁS y de sus Administradores, la posibilidad de que se materialicen pasivos significativos por este concepto adicionales a los registrados es remota.

### 20.3 Saldos mantenidos con la Administración Fiscal

Los saldos deudores y acreedores con Administraciones Públicas, a 31 de diciembre, son los siguientes:

	Miles de Euros	
	2005	2004
<b>Saldos Deudores</b>		
Impuesto sobre el Valor Añadido	51	33.417
<b>Total</b>	<b>51</b>	<b>33.417</b>
<b>Saldos Acreedores</b>		
Impuesto sobre las ganancias	33.471	29.973
Impuesto sobre el Valor Añadido	15.627	278
Otros	2.775	1.547
<b>Total</b>	<b>51.873</b>	<b>31.798</b>

Al cierre del ejercicio se habían pagado 71.724 miles de euros a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por Impuesto sobre Sociedades en las Sociedades Enagás, S.A. 66.509 miles de euros, Gasoducto Al-Andalus, S.A. 2.848 miles de euros, y Gasoducto de Extremadura, S.A. 2.367 miles de euros.

### 20.4 Conciliación de los resultados contable y fiscal

La composición del gasto por Impuesto sobre Sociedades al 31 de diciembre de 2005 es la siguiente:

	Miles de Euros	
	2005	2004
Enagás, S.A.	97.002	79.186
Gasoducto Al - Andalus, S.A.	2.628	3.282
Gasoducto de Extremadura, S.A.	1.150	1.379
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	443	371
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	243	282
<b>Total</b>	<b>101.466</b>	<b>84.500</b>

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre beneficios que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente en España al "Resultados antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en la Cuenta de Resultados Consolidada y la conciliación de este con la cuota líquida del impuesto sobre sociedades correspondiente a los ejercicios 2005 y 2004:

	Miles de Euros	
	2005	2004
<b>Resultado consolidado antes de los impuestos</b>	<b>301.675</b>	<b>252.569</b>
Diferencias permanentes	(1.198)	(1.178)
Resultado ajustado	300.477	251.391
Tipo inpositivo	35%	35%
Resultado ajustado por tipo impositivo	105.167	87.987
Efecto de la aplicación de distintos tipos impositivos	(185)	(178)
Deducciones de cuota	(3.516)	(3.309)
Gasto por impuesto en la Cuenta de Resultados	101.466	84.500
Impuestos registrados directamente en patrimonio	1.425	9.358
Total gasto por impuesto	102.891	93.858
Diferencias temporales	(3.336)	798
<b>Cuota líquida</b>	<b>99.555</b>	<b>94.656</b>

## 20.5 Impuestos reconocidos en el patrimonio neto

Independientemente de los impuestos sobre beneficios reconocidos en la Cuenta de Resultados Consolidada, en los ejercicios 2005 y 2004 el Grupo ha repercutido en su patrimonio neto consolidado los siguientes importes por los siguientes conceptos:

	Miles de Euros	
	2005	2004
Por cobertura de Cash-flow	5.671	9.521
Por actualizaciones de deuda con la Administración	554	579
	<b>6.225</b>	<b>10.100</b>

## 20.6 Impuestos diferidos

Al amparo de la normativa fiscal vigente en los distintos países en lo que se encuentran radicadas las entidades consolidadas, en los ejercicios 2005 y 2004 han surgido determinadas diferencias temporales que deben ser tenidas en cuenta al tiempo de cuantificar el correspondiente gasto del impuesto sobre beneficios.

Los orígenes de los impuestos diferidos registrados en ambos ejercicios son:

	Miles de Euros	
<b>Impuestos Diferidos Activos con Origen en:</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>
Impuesto diferido Activo originado por la conversión a NIIF	7.120	10.735
Subvenciones de capital	1.557	1.687
Provisión Fondo de Permanencia	2.322	2.291
Provisión ILP	1.340	767
Provisiones inmovilizado	2.586	1.527
Otros	2.948	1.324
	<b>17.873</b>	<b>18.331</b>

	Miles de Euros	
<b>Impuestos diferidos pasivos con origen en:</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>
Impuesto diferido pasivo originado por la conversión a NIIF	512	259
Amortización acelerada	1.862	1.898
Otros	-	516
	<b>2.374</b>	<b>2.673</b>

A continuación se presentan los principales activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos por el Grupo y las variaciones habidas durante el ejercicio:

Miles de Euros	Saldo al 01.01.2005	Cargo/abono en la Cuenta de Resultados	Cargo/abono en la reserva de valoración de activos y pasivos	Saldo al 31.12.2005
Impuestos diferidos activos:				
- Conversión a NIIF	10.735	(5.040)	1.425	7.120
- Subvenciones de capital	1.687	(130)	-	1.557
- Provisión Fondo de Permanencia	2.291	31	-	2.322
- Provisión ILP	767	573	-	1.340
- Provisión inmovilizado	1.527	1.059	-	2.586
-Otros	1.324	1.624	-	2.948
<b>Total Impuestos diferidos activos</b>	<b>18.331</b>	<b>(1.883)</b>	<b>1.425</b>	<b>17.873</b>
Impuestos diferidos pasivos:				
- Conversión a NIIF	259	253	-	512
- Amortización acelerada	1.898	(36)	-	1.862
-Otros	516	(516)	-	0
<b>Total Impuestos diferidos pasivos</b>	<b>2.673</b>	<b>(299)</b>	<b>-</b>	<b>2.374</b>

Miles de Euros	Saldo al 01.01.2004	Cargo/abono en la Cuenta de Resultados	Cargo/abono en la reserva de valoración de activos y pasivos	Saldo al 31.12.2004
Impuestos diferidos activos:				
- Conversión a NIIF	1.965	(588)	9.358	10.735
- Subvenciones de capital	1.817	(130)	-	1.687
- Provisión Fondo de Permanencia	435	1.856	-	2.291
- Provisión ILP	248	519	-	767
- Provisión inmovilizado	1.682	(155)	-	1.527
-Otros	2.179	(855)	-	1.324
<b>Total Impuestos diferidos activos</b>	<b>8.326</b>	<b>647</b>	<b>9.358</b>	<b>18.331</b>
Impuestos diferidos pasivos:				
- Conversión a NIIF	210	49	-	259
- Amortización acelerada	2.098	(200)	-	1.898
-Otros	-	516	-	516
<b>Total Impuestos diferidos pasivos</b>	<b>2.308</b>	<b>365</b>	<b>-</b>	<b>2.673</b>

## 21. Ingresos

El análisis de los ingresos del Grupo se desglosa a continuación:

	2005	2004
Ventas de gas mercado regulado	843.783	711.898
Coste de ventas de gas mercado regulado	(850.181)	(720.551)
<b>Compra-Venta de gas mercado regulado</b>	<b>(6.398)</b>	<b>(8.653)</b>
Ingresos por actividades reguladas	652.609	562.495
Ingresos por actividades no reguladas	15.437	14.319
Otros ingresos	19.253	30.769
Venta de materiales	729	1.616
Ingresos accesorios y de gestión corriente	18.502	29.117
Subvenciones	22	36
<b>Total</b>	<b>680.901</b>	<b>598.930</b>



Las Ventas de gas corresponden en su totalidad a las realizadas por Enagás, S.A. En cuanto a las Prestaciones de servicios, básicamente son ingresos de la Sociedad Enagás, S.A. por actividades reguladas, e ingresos del resto de Sociedades por actividades no reguladas. Estas prestaciones de servicios se distribuyen como sigue:

	<b>2005</b>	<b>2004</b>
<b>Actividades reguladas:</b>		
Enagás, S.A.	652.609	562.495
<b>Actividades no reguladas:</b>		
Enagás, S.A.	-	22
Gasoducto Al - Andalus, S.A.	7.252	6.635
Gasoducto Extremadura, S.A.	5.568	5.155
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	2.466	2.176
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	151	331
<b>Total</b>	<b>668.046</b>	<b>576.814</b>

Por su parte, el coste de ventas corresponde a los aprovisionamientos o compras de gas realizadas durante el ejercicio por Enagás, S.A. para atender el mercado regulado. El desglose por proveedor es el siguiente:

	<b>Miles de Euros</b>	
	<b>2005</b>	<b>2004</b>
Sagane, S.A.	668.492	582.171
Gas Natural Aprovisionamientos, S.A.	165.130	138.089
Gas Natural Comercializadora, S.A.	15.948	-
Otros	611	291
	<b>850.181</b>	<b>720.551</b>

## 22. Gastos

El análisis de los gastos del Grupo se desglosa a continuación:

	<b>Miles de Euros</b>	
	<b>2005</b>	<b>2004</b>
Gastos de personal	58.198	55.886
Otros gastos de explotación	144.278	143.918
	<b>202.476</b>	<b>199.804</b>

## 22.1 Gastos de personal

La composición de los gastos de personal es:

	Miles de Euros	
	2005	2004
Sueldos y salarios	44.576	41.346
Indemnizaciones	5.274	1.638
Seguridad Social	10.153	9.265
Otros gastos de personal	4.466	8.866
Aportaciones a fondos de pensiones externos	1.910	1.853
Trabajos para el inmovilizado	(8.181)	(7.082)
	<b>58.198</b>	<b>55.886</b>

El Grupo ha procedido a activar gastos de personal, relacionados directamente con proyectos de inversión en curso, en una cuantía de 8.181 miles de euros a 31 de diciembre de 2005 y 7.082 miles de euros a 31 de diciembre de 2004.

El número medio de empleados del Grupo, distribuido por categorías profesionales, es el siguiente:

	Número medio de Personas	
	2005	2004
Directivos	56	52
Técnicos	389	373
Administrativos	119	122
Operarios	353	344
	<b>917</b>	<b>891</b>

Al 31 de diciembre de 2005 la plantilla del Grupo está compuesta por 907 empleados.

Cabe destacar que como resultado de la firma del XIV Convenio Colectivo, se ha procedido a efectuar un plan de adecuación de plantilla que ha culminado con la realización de 29 prejubilaciones entre el colectivo que tuviera 60 años o más. El gasto correspondiente a estas prejubilaciones ha ascendido a 3.724 miles de euros registrado en la Cuenta de Resultados adjunta.

## 22.2 Otros gastos de explotación

El desglose del saldo de este capítulo de las cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas es:

	Miles de Euros	
	2005	2004
Servicios exteriores:		
Gastos de I+D	581	1.038
Arrendamientos y cánones	59.256	57.747
Reparación y conservación	19.431	20.654
Servicios profesionales independientes	10.332	9.605
Transportes	14.315	15.714
Primas de seguros	4.720	5.302
Servicios bancarios y similares	208	375
Publicidad, propaganda y rr.pp	1.670	1.544
Suministros	16.161	13.865
Otros servicios	7.516	8.242
<b>Servicios exteriores</b>	<b>134.190</b>	<b>134.086</b>
<b>Tributos</b>	<b>1.992</b>	<b>1.630</b>
<b>Otros gastos Externos</b>	<b>8.096</b>	<b>8.614</b>
<b>Variación de las provisiones de tráfico</b>	<b>-</b>	<b>412</b>

El Grupo mantiene un contrato de arrendamiento con el Grupo Repsol-YPF para la explotación de las concesiones de hidrocarburos "Gaviota", de las cuales el Grupo Repsol-YPF es titular. Dichas instalaciones son utilizadas por el Grupo, al igual que las instalaciones de su propiedad denominadas "Serrablo" para la actividad regulada de Almacenamiento de gas natural. El contrato actualmente en vigor finaliza en el ejercicio 2018.

### Otra Información

Incluido en el saldo de "Otros gastos generales de explotación" se recogen los honorarios satisfechos por las entidades consolidadas por las auditorías de sus cuentas anuales y otros trabajos de verificación contable. En el ejercicio 2005, estos gastos ascendieron a 220 miles de euros según el siguiente detalle:

Miles de Euros	2005
Auditoría de Cuentas Anuales	126
Otros servicios relacionados con auditorías	94
Otros servicios no relacionados con auditorías	165

Adicionalmente, distintas sociedades consolidadas contrataron a firmas de auditoría en el ejercicio 2005 servicios diferentes a los de auditorías de cuentas anuales. Concretamente la firma PriceWaterHouseCoopers facturó a la sociedad Enagás, S.A. 63 miles de euros en concepto de conversión de estados financieros a Normas Internacionales de Información Financiera.

### 23. Resultado financiero neto

El desglose del epígrafe "Resultado financiero neto" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta es el siguiente:

Miles de Euros	2005	2004
Ingresos de participaciones en capital		887
Ingresos de créditos a l/p	1.091	1.536
Otros intereses e ingresos financieros	1.565	525
<b>Ingresos financieros</b>	<b>2.656</b>	<b>2.948</b>
Gastos financieros y gastos asimilados	388	1.099
Intereses de préstamos	42.523	34.132
Rendimientos atribuibles a las provisiones	143	136
<b>Gastos financieros</b>	<b>43.054</b>	<b>35.367</b>
<b>Resultado financiero neto</b>	<b>(40.398)</b>	<b>(32.419)</b>

La sociedad ha procedido a activar gastos financieros en una cuantía de 9.086 miles de euros a 31 de diciembre de 2005 y 7.053 miles de euros a 31 de diciembre de 2004.

### 24. Segmentos de negocio y geográficos

#### 24.1 Criterios de segmentación

La información por segmentos se estructura en función de las distintas líneas de negocio del Grupo (segmentos principales de negocio).

La información sobre segmentos secundarios (segmentos geográficos) no se detalla en esta nota debido a que la sociedad Enagás, S.A., matriz del grupo, desarrolla sus actividades dentro del territorio español donde todas las regiones están sometidas a los mismos riesgos y rendimientos, no existiendo características entre distintas regiones de las que pudiera derivarse unos resultados distintos a los que se obtienen. Asimismo, la sociedad Enagás, S.A. es la que aporta la mayor parte de los activos, pasivos, ingresos y gastos a los estados financieros consolidados del grupo, de manera que

las operaciones que proceden de sociedades localizadas en territorio portugués no superan el 10% de las ventas ni de los activos del grupo, requisitos establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera para presentar información por segmentos secundarios.

## 24.2 Segmentos principales de negocio

Las líneas de negocio que se describen seguidamente se han establecido tomando como base la clasificación contenida en la Ley de Hidrocarburos 34/1998 de 7 de octubre y de acuerdo a la estructura organizativa de la sociedad Enagás, S.A. que tiene en cuenta la naturaleza de servicios y productos ofrecidos.

### *a) Actividad de Infraestructuras (incluye transporte, regasificación y almacenamiento de gas):*

**Transporte de gas:** actividad principal que consiste en la vehiculización de gas a través de su red de transporte, formada por gasoductos de transporte primario (con presiones máximas de diseño igual o superior a 60 bares) y secundario de gas (con presiones máximas de diseño entre 60 bares y 16 bares) hasta los puntos de distribución, como propietaria de la mayor parte de la red de transporte de gas en España.

**Regasificación:** El gas se transporta desde los países productores en buques metaneros a 160 °C bajo cero en estado líquido (GNL) y se descarga en las plantas de regasificación donde queda almacenado en tanques criogénicos. En estas instalaciones, mediante un proceso físico para el cual normalmente se utilizan vaporizadores con agua de mar, se aumenta la temperatura del gas natural licuado y, de este modo, se transforma a estado gaseoso. El gas natural se inyecta en los gasoductos para ser transportado por toda la Península.

**Almacenamiento:** la sociedad Enagás, S.A. opera dos almacenamientos subterráneos: Serrablo, situado entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo (Huesca), que es propiedad de la Compañía, y Gaviota, -almacenamiento "off-shore" situado cerca de Bermeo (Vizcaya), propiedad de Repsol YPF y Murphy Eastern Oil, que opera Enagás por medio de un contrato de uso a largo plazo.

### *b) Actividad de Gestor Técnico del Sistema*

Enagás, S.A. como Gestor Técnico del Sistema, continuó durante el año 2005 el desarrollo de las funciones encomendadas en el Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio y en el R.D. 949/2001 de 3 de agosto, con el objeto de garantizar la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

### *c) Actividad de compra-venta de gas a clientes regulados*

Enagás, S.A. continuó atendiendo las necesidades del mercado a tarifa de acuerdo a los establecido en la Ley de Hidrocarburos 34/1998 de 7 de octubre. El precio de cesión, determinado por la Administración, refleja el coste de la materia prima, el coste medio de regasificación y el de gestión de compra-venta de gas para el mercado a tarifa.

### *d) Actividades no reguladas*

Se refiere a todas aquellas actividades no reguladas así como a aquellas transacciones relacionadas con las sociedades del Grupo.

### 24.3 Bases y metodología de la información por segmentos de negocio

La información por segmentos que se expone seguidamente se basa en los informes mensuales elaborados por la Dirección Financiera y se genera mediante una aplicación informática consistente en desagregar los estados financieros por actividades.

La estructura de esta información está diseñada como si cada línea de negocio se tratara de un negocio autónomo y dispusiera de recursos propios independientes que se distribuyen en función de los activos asignados a cada línea conforme a un sistema interno de distribución porcentual de costes.

A continuación se presenta la información por segmentos de estas actividades.

	Miles de euros									
	Infraestructura		Compraventa de Gas		Gestión Técnica Sistema		Actividades No-Reguladas + Ajustes Consolidación		Total Grupo	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
<b>Cuenta de Pérdidas y Ganancias</b>										
Resultado de Explotación	312.936	255.748	5.884	-1.321	420	700	13.583	19.947	332.823	275.073
Resultado Después de Impuestos	180.992	148.765	4.098	-1.299	202	388	5.668	10.263	190.960	158.118
<b>Balance de Situación</b>										
Total Activo / Pasivo	2.904.077	2.726.542	189.835	242.138	6.891	8.368	124.815	124.359	3.225.618	3.101.407

## 25. Hechos posteriores

Con fecha 12 de enero de 2006 se ha procedido al pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio de 2005, de 0,16 euros brutos por acción, aprobado por el Consejo de Administración de la Sociedad Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 22 de diciembre de 2005.

## 26. Operaciones con partes vinculadas

El Grupo Enagás viene publicando trimestralmente, desde el año 2003, información sobre las operaciones que realiza con entidades vinculadas a él. A raíz de la entrada en vigor de la Orden EHA/3050/2004, de 15 de septiembre, el formato de dicha información cambia, para adaptarse a los requerimientos de la nueva normativa.

Como aspectos a tener en cuenta en relación con la información sobre operaciones vinculadas destacan los siguientes:

- Las operaciones vinculadas de cuantía significativa y que exceden del tráfico ordinario de Enagás son aprobadas por el Consejo de Administración de la Compañía, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

- b) De acuerdo con la Orden EHA/3050/2004, no es necesario informar acerca de aquellas operaciones que, perteneciendo al tráfico ordinario de la Compañía, se efectúen en condiciones normales de mercado y sean de escasa relevancia. A estos efectos, y teniendo en cuenta las magnitudes propias de los estados contables de Enagás, se consideran de escasa relevancia aquellas operaciones que, referidas al periodo sobre el que se suministra la información, no alcanzan la cantidad de tres millones de euros.
- c) No se dispone de los cierres anuales de algunas operaciones, en particular aquéllas cuya cuantificación depende del cierre de balances de gas. Ello hace que en algunas ocasiones las cuantías sean provisionales, o que en otras se opte por incluir cifras correspondientes a los primeros once primeros meses del ejercicio, en cuyo caso se advierte expresamente de tal circunstancia.

Si en el texto no se indica otra cosa, las operaciones corresponden a contratos firmados con anterioridad al periodo de referencia. Cuando se trata de nuevas relaciones, derivadas de contratos o compromisos asumidos durante el año 2005, se señala expresamente.

## 26.1 Operaciones de Enagás, S.A. con sociedades del grupo, con accionistas significativos y con entidades que ejercen en Enagás una influencia significativa (apartado A del Punto Cuarto.1 de la Orden EHA 3050/2004).

### 26.1.1 Sociedades dependientes de Enagás, S.A.

#### • Operaciones con "Gasoducto Al Andalus"

Enagás S.A. tiene concedido, a favor de esta sociedad, un préstamo por importe de 40.605 miles de euros. Gasoducto Al-Andalus, S.A. ha abonado a Enagás S.A. dividendos correspondientes al ejercicio social 2004 por importe de 5.486 miles de euros.

Enagás S.A. ha pagado a esta sociedad la cantidad de 16.013 miles de euros en concepto de derechos de transporte, y ha cobrado 4.263 miles de euros en concepto de mantenimiento de gasoducto y canon corporativo en virtud de contratos a largo plazo suscritos entre ambas.

#### • Operaciones con "Gasoducto de Extremadura"

Enagás S.A. tiene concedido, a favor de esta sociedad, un préstamo por importe de 6.663 miles de euros. Asimismo, Enagás ha satisfecho a Gasoducto Extremadura la cantidad de 8.358 miles de euros en concepto de derechos de transporte, por servicios prestados por "Gasoducto Extremadura", y ha recibido 4.524 miles de euros en concepto de mantenimiento de gasoducto y canon corporativo de acuerdo con los contratos a largo plazo suscritos entre ambas.

#### • Operaciones con "Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga"

Enagás S.A. tiene concedido, a favor de esta sociedad, un préstamo por importe de 6.035 miles de euros. Asimismo, Enagás, S.A. ha abonado a esta sociedad la cantidad de 3.361 miles de euros en concepto de prestación de servicios de transporte.

#### • Operaciones con "Gasoducto Braga-Tuy"

Enagás S.A. tiene avalado un préstamo concedido por una entidad financiera portuguesa a favor de Gasoducto Braga-Tuy S.A. por importe de 8.900 miles de euros.

Además, Enagás, S.A. ha abonado a esta sociedad la cantidad de 3.409 miles de euros en concepto de prestación de servicios de transporte.

### 26.1.2 Operaciones de Enagás S.A. con Sociedades que ejerzan una influencia significativa en Enagás y las sociedades sobre las cuales ésta ejerce influencia significativa.

#### • Operaciones con Gas Natural SDG y sociedades de su grupo

1. Enagás S.A. ha pagado a Gas Natural SDG, S.A., en concepto de dividendo, la cantidad de 16,7 millones de euros.
2. Enagás S.A. tiene suscritos con Gas Natural Comercializadora S.A. 11 contratos de acceso de terceros a la red (ATR), de los cuales 2 son a corto plazo y 9 a largo plazo. Adicionalmente durante el año 2005 se han suscrito 26 contratos de ATR de los cuales, a 31 de diciembre de 2005, únicamente continúan en vigor 2. Los contratos de ATR son modelos normalizados aprobados por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, al igual que los peajes facturados por la sociedad Enagás, S.A.
3. Durante los periodos comprendidos entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2005 se han prestado los servicios siguientes: Se han regasificado 67.620 GWh, que suponen un 34% del total ATR, habiéndose facturado por estos servicios 47,55 millones; se han transportado 136.764 GWh, que suponen un 51% del total de ATR, habiéndose facturado por estos servicios 60,94 millones de euros; por último se han almacenado 7.556 GWh de media que representan un 58,29% del total de ATR habiéndose facturado por estos servicios 20,67 millones de euros.
4. Enagás S.A. tiene suscrito con diferentes sociedades del Grupo Gas Natural un contrato de compra-venta de gas para atender el suministro del mercado a tarifa. Enagás S.A. ha adquirido, durante el año 2005, la cantidad de 59.341 GWh de gas natural, por un importe de 853.071 miles de euros. El precio de adquisición se corresponde con el coste de materia prima que sirve para fijar los precios de cesión a las distribuidoras. Durante ese mismo período, la cantidad de gas natural transmitido por Enagás S.A. a las distribuidoras del Grupo Gas Natural ha sido de 49.588 GWh, por un importe de 703.232 miles de euros. Las condiciones y el precio al que se realizan estas operaciones de cesión se encuentran reguladas administrativamente.
5. En junio de 2005, Enagás S.A. y Desarrollo del Cable S.A., sociedad del Grupo Gas Natural, alcanzaron un acuerdo de compra-venta de fibra óptica en cuya virtud Enagás S.A. recupera la fibra óptica transmitida a Desarrollo del Cable S.A. en octubre del año 2002, con una longitud de 215Km., y al mismo tiempo, Enagás, S.A. transmite a Desarrollo del Cable S.A. parte de la fibra óptica excedentaria, en tramos de 636 Km., en condiciones de mercado. El importe de la operación fue de 4.943 miles de euros y la plusvalía contable generada fu de 3.393 miles de euros
6. Desarrollo del Cable S.A. presta a Enagás servicios de arrendamiento de parte de la fibra óptica necesaria para sus servicios de telecomunicaciones, en virtud de un contrato a largo plazo firmado en 1999. El coste anual para Enagás de dicho servicio, ha sido de 15.587 miles de euros.
7. Por su parte, Enagás S.A. presta a Desarrollo del Cable S.A. servicios de mantenimiento, en condiciones y precios de mercado, conforme a un contrato firmado en 2005. La cantidad correspondiente por esos servicios es de 823 miles de euros.
8. Gas Natural Comercializadora han suministrado electricidad a instalaciones de Enagás por importe de 7.807 miles de euros.
9. En concepto de alquiler de existencias y almacenamiento de GNL en buques, Enagás, S.A. ha pagado a sociedades del Grupo Gas Natural la cantidad de 3.664 miles de euros.



• Operaciones con BP España, S.A.

1. Enagás, S.A. ha pagado a BP España S.A., en concepto de dividendos, la cantidad de 3,9 millones de euros.
2. Enagás S.A. tiene suscritos y en vigor con BP Gas España S.A. un total de 9 contratos de acceso de terceros a la red (ATR), todos ellos a corto plazo. En el año 2005, a su vez, se han suscrito 44 contratos de ATR de los cuales, a 31 de diciembre de 2005, únicamente continúan en vigor 6. Los contratos de ATR con modelos normalizados aprobados por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, al igual que los peajes facturados por Enagás.
3. Durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2005 se han prestado los servicios siguientes: se han regasificado 19.795 GWh, que suponen un 10% del total de ATR, habiéndose facturado por estos servicios la cantidad de 12,17 millones de euros; se han transportado 18.817 GWh, que suponen un 7% del total ATR, habiéndose facturado por estos servicios la cantidad de 5,20 millones de euros; por último, se han almacenado 1.087 GWh, representando un 8,39% del total de ATR, habiéndose facturado por estos servicios la cantidad de 3,012 millones de euros.

• Operaciones con la Caja de Ahorros del Mediterráneo (CAM) o su filial Inversiones Cotizadas del Mediterráneo (INCOMED S.L.)

1. Enagás S.A. ha pagado a INCOMED, en concepto de dividendos la cantidad de 3,9 millones de euros.
2. Enagás S.A. ha renovado una línea de crédito abierta con la CAM por importe de 6 millones de euros, y ha suscrito una línea de avales por importe de 12 millones de euros.
3. Enagás S.A. tiene suscrito con la CAM un contrato de cobertura de intereses (COLLAR) por importe de 15 millones de euros para el período comprendido entre enero de 2005 y abril de 2008.

Las condiciones pactadas en todos los contratos financieros firmados con la CAM en cuanto a intereses, comisiones, gastos y garantías son las habituales de mercado.

• Operaciones con Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante (Bancaja)

1. Enagás, S.A. ha pagado a Bancaja, en concepto de dividendos, la cantidad de 3,9 millones de euros.
2. Enagás S.A., durante el 2005, abrió una línea de crédito con Bancaja por importe de 6 millones de euros y contrató una línea de avales por importe de 6 millones de euros de vencimiento anual.
3. Enagás S.A. tiene suscrito con Bancaja un contrato de cobertura de intereses (COLLAR) por importe de 15 millones de euros para el período comprendido entre enero de 2005 y abril de 2008.

Las condiciones pactadas en todos los contratos financieros firmados con BANCAJA en cuanto a intereses, comisiones, gastos y garantías son las habituales de mercado.

• Operaciones con Caja de Ahorros de Asturias (Cajastur) o con su filial Cantábrica de Inversiones de Cartera, S.L.

1. Enagás, S.A. ha pagado a Cantábrica de Inversiones de Cartera S.L., en concepto de dividendos, la cantidad de 3,9 millones de euros.
2. Enagás S.A. contrató con Cajastur durante 2005 una póliza de crédito por importe de 6 millones de euros.

3. Además, Cajastur participa con 30 millones de euros en el préstamo modalidad “club deal” firmado con fecha 24 de noviembre de 2004 y desembolsado el 10 de enero de 2005, con vencimiento en el año 2010.

Las condiciones pactadas en todos los contratos financieros firmados con CAJASTUR en cuanto a intereses, comisiones, gastos y garantías son las habituales de mercado.

- Operaciones con Sagane Inversiones S.L.

Enagás, S.A. ha pagado a Sagane Inversiones S.L., en concepto de dividendos, la cantidad de 3,9 millones de euros.

## 26.2 Operaciones con los administradores, los directivos y los familiares próximos de unos y otros (apartado B del Punto Cuarto.1 de la Orden EHA 3050/2004)

Las dietas percibidas por los miembros del Consejo de Administración ascendieron a la cantidad de 918 miles de euros. Las retribuciones percibidas por la Alta Dirección de la Compañía (Presidente y miembros del Comité de Dirección) ascendieron a la cantidad de 2.872 miles de euros.

Las indemnizaciones satisfechas a altos directivos por extinción de relaciones laborales ascendieron a 1.331 miles de euros.

## 26.3 Operaciones con otras parte vinculadas (apartado D del punto Cuarto.1 de la Orden EHA 3050/2004)

- Operaciones con la Caixa d’Estalvis i Pensions de Barcelona (La Caixa) y entidades de su grupo

1. La Caixa participa con 109 millones de euros en el Préstamo modalidad “club deal”, suscrito el 24 de noviembre de 2004 y desembolsado el 10 de enero de 2005, y ha renovado con Enagás durante el año 2005 una línea de crédito de 100 millones de euros.
2. Los avales otorgados por La Caixa a Enagás ascienden, a 31 de diciembre de 2005, a 31 millones de euros. Además, Enagás tiene suscritos contratos de renting con entidades del grupo La Caixa por importe de 5 millones de euros en concepto de principal de los mismos.
- 3.- En enero de 2005 finalizaron cuatro contratos de FRAs por un importe total de 300.000 miles de euros para el periodo comprendido entre el 7 de enero de 2004 y el 10 de enero de 2005.

Las condiciones pactadas en todos los contratos financieros firmados con La Caixa en cuanto a intereses, comisiones, gastos y garantías son las habituales de mercado.

- Operaciones con Repsol YPF y sociedades de su grupo

Enagás S.A. tiene arrendado a Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A., el almacenamiento subterráneo de Gaviota, por el que Enagás S.A. ha pagado durante el ejercicio 2005 la cantidad de 23,48 millones de euros.

## **27. Retribuciones al Consejo de Administración**

### **27.1 Retribuciones salariales**

Las retribuciones devengadas por los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad han ascendido a la cantidad de 1.933 miles de euros y 1.849 miles de euros para los ejercicios 2005 y 2004 respectivamente. En dichas cantidades se incluyen los importes correspondientes a dietas y demás cuantías percibidas por los Consejeros, en virtud de su pertenencia al Consejo y a las Comisiones, así como los importes correspondientes a su asistencia a las sesiones, en aplicación del acuerdo aprobado por la Junta General de 22 de abril de 2005, habiéndose respetado y cumplido los límites señalados en dicho acuerdo en las cuantías percibidas por los miembros del Consejo. Adicionalmente, se encuentran incluidas las cantidades correspondientes a los sueldos y retribuciones por el desarrollo de funciones ejecutivas por parte de los miembros del Consejo que tienen dichas responsabilidades, cantidades, éstas últimas, que son independientes de la retribución que anualmente fija la Junta General para retribuir la pertenencia al Consejo de Administración. Por último, se han incluido, igualmente, las cantidades correspondientes al abono de los gastos en que han incurrido los miembros del Consejo por su asistencia a las sesiones del mismo y de las Comisiones.

### **27.2 Otras retribuciones**

Las aportaciones en materia de pensiones efectuadas durante el ejercicio 2005 ascienden a la cantidad de 10 miles de euros (9 miles de euros en el 2004), y las primas satisfechas en concepto de seguros de vida han sumado la cantidad de 65 miles de euros para el ejercicio 2005, (43 miles de euros en el 2004).

Los préstamos concedidos a los miembros del Consejo de Administración presentaban a 31 de diciembre de 2005 un saldo pendiente de 355 miles de euros, ( 389 miles de euros a 31 de diciembre de 2004), con condiciones de acuerdo al mercado.

## **28. Otra información referente al Consejo de Administración**

A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 127 ter de la LSA se incluye en la presente Memoria la información relativa a la participación en el capital y el desempeño de cargos por parte de los miembros del Consejo de Administración de Enagás S.A. en otras sociedades de análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social. Se ha considerado, para la elaboración de la información, que son sociedades con análogo o complementario genero de actividad al de Enagás aquellas sociedades que, por sí mismas, se dediquen a actividades de transporte, regasificación, distribución o comercialización de gas natural reguladas por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

Así, las participaciones en el capital de las sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad comunicadas a Enagás, S.A. por los Consejeros a 31 de diciembre de 2005 son las siguientes:

Consejero	Sociedad	Participación
Sir. Robert Malpas	BP Plc	65.284 acciones
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP Plc	62.320 acciones
CAM	Unión Fenosa	4,04%
	Posesión Gas AIE	5,24%
	Nautilus Gas II AIE	5,24%
D. Rafael Villaseca Marco	Gas Natural, Sdg.	1.000 acciones
	Endesa	859 acciones
	Iberdrola	636 acciones
BANCAJA	Iberdrola	1%
	Endesa	0,032%
	Gas Natural, Sdg.	0,024%

A su vez, D. José Luis Olivas, representante de BANCAJA, ostenta 3.545 acciones de Endesa, 3.250 acciones de Iberdrola, y 910 acciones de Gas Natural, Sdg.

Los cargos o funciones que ocupan los Consejeros de la Sociedad en otras sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas a la sociedad Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2005 son los siguientes:

Consejero	Cargos
Salvador Gabarró Serra	Presidente de Gas Natural, Sdg.
Luis Javier Navarro Vigil	Presidente de BP España S.A.U.
Rafael Villaseca Marco	Consejero delegado de Gas Natural, Sdg.
Manuel Menéndez Menéndez	Responsable físico de Peña Rueda en el Consejo de Naturcop Redes S.A.U.

No hay actividades de la misma naturaleza, análogas o complementarias a aquellas realizadas por Enagás que sean desempeñadas por los Consejeros de ésta, ya sea por cuenta propia o ajena, no comprendidas en el apartado anterior.

## 29. Garantías comprometidas con terceros

Al 31 de diciembre de 2005 el Grupo tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 56.551 miles de euros. Por otro lado, también tiene concedidos avales financieros por un total de 51.776 miles de euros como garantía de los préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones.

A su vez, 8.900 miles de euros corresponden a garantías concedidas a empresas del Grupo para garantizar deudas recogidas en el pasivo del balance de situación consolidado, principalmente por un préstamo que el Banco Santander Central Hispano, S.A. ha otorgado a la sociedad Gasoduto Braga-Tuy, S.A.

Los Administradores del Grupo estiman que no se derivarán pasivos significativos adicionales a los registrados en el balance de situación consolidado adjunto por las operaciones descritas en esta nota.

## 30. Información sobre medio ambiente

Las actividades del Grupo Enagás en el año 2.005 ratifican su compromiso de compatibilizar con el desarrollo económico actual, con la conservación de los recursos naturales para garantizar su uso por las generaciones futuras. Por este motivo el Grupo ha asumido públicamente los principios de respeto y preservación del medio ambiente como uno de sus criterios básicos de decisión empresarial. Este compromiso se encuentra plasmado en su Política Ambiental, que está constituida por un conjunto de principios cuya misión fundamental es garantizar que cualquier actividad o instalación del Grupo se lleve a cabo, desde su diseño inicial hasta el final de su vida útil, con el máximo respeto por el medio ambiente.

La aplicación práctica de la Política Ambiental lo constituye el Sistema de Gestión Ambiental certificado por AENOR según la norma ISO 14001. La gestión ambiental se traduce en una serie de normas y procedimientos que garantizan el conocimiento y control exhaustivo de los aspectos ambientales y la adopción de las medidas para la minimización y corrección de los efectos adversos sobre el medio ambiente.

Durante el ejercicio 2.005 se ha renovado la certificación ISO 14001 para la Unidad de Tecnología y se ha realizado el seguimiento de las certificaciones de las demás Direcciones. En los proyectos de infraestructuras destacan las actuaciones encaminadas a la corrección del impacto ambiental como son el control ambiental en obras, las recuperaciones paisajísticas, las perforaciones dirigidas y los tratamientos arqueológicos.

Todas estas actuaciones de medio ambiente en el ejercicio 2.005 han alcanzado inversiones totales incluidas en el activo del Balance de Situación de 24.375 miles de euros, (13.245 miles de euros en el ejercicio 2004).

Asimismo, los gastos ambientales han ascendido en el ejercicio 2.005 a 717 miles de euros registrados en el epígrafe Otros gastos de explotación, (874 miles de euros en el ejercicio 2004).

Las posibles contingencias, indemnizaciones y otros riesgos ambientales en las que el Grupo Enagás pudiera incurrir están adecuadamente cubiertas con las pólizas de seguro de responsabilidad civil que tiene suscritas.

El Grupo Enagás no ha percibido ninguna subvención ni ingreso como consecuencia de actividades relacionadas con el medio ambiente.

Algunas instalaciones de Enagás, S.A. se encuentran afectadas en el ámbito de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. En la Resolución de 2 de diciembre del Ministerio de Medio Ambiente se ha publicado la propuesta de asignación de los derechos correspondientes para estas instalaciones.

Actualmente se está a la espera de la asignación definitiva y gratuita de los mismos, y su inscripción en el Registro Nacional de Derechos de Emisión.

### 31. Otra información

Mejoras de la calificación crediticia de Enagás: la agencia internacional Fitch Ratings otorgó a la sociedad Enagás, S.A. las calificaciones crediticias de "A+" a largo plazo y "F1" a corto plazo, con perspectiva estable en ambos casos.

### 32. Conciliación de los saldos de inicio y cierre del ejercicio 2004

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2005 han sido las primeras que han sido elaboradas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta normativa supone, con respecto a la que se encontraba en vigor al tiempo de formularse las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo del ejercicio 2004:

- Cambios en las políticas contables, criterios de valoración y forma de presentación de los estados financieros que forman parte de las Cuentas Anuales.
- La incorporación a las Cuentas Anuales Consolidadas de dos nuevos estados financieros: el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidados, y
- Un incremento significativo en la información facilitada en la memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas.

En la preparación de los estados financieros consolidados adjuntos, se ha tenido en cuenta las NIIF 1 en la que se establecen, para algunos casos concretos, determinadas alternativas que la sociedad que aplica las NIIF por primera vez puede utilizar en la elaboración de su información financiera y contable. Las alternativas elegidas por el Grupo ENAGÁS son las siguientes:

- Se ha tomado como coste amortizado del activo fijo tangible e intangible al 31 de diciembre de 2003 el valor en libros que los activos tenían bajo normativa española por asumir la Dirección de ENAGÁS que las revalorizaciones de activos que han tenido lugar de acuerdo a la normativa vigente refleja, aproximadamente, las variaciones de los precios.

Adicionalmente, las NIIF establecen determinadas alternativas en su aplicación, entre las que destacan las siguientes:

- Tanto los activos intangibles como los activos registrados bajo los epígrafes "Inmovilizado Material" y "Propiedades de inversión" pueden ser valorados a valor de mercado o a su coste de adquisición corregido por la amortización acumulada y los saneamientos realizados en su caso.

El Grupo Enagás ha optado por registrar los mencionados activos por el método de coste.

- Las participaciones en negocios conjuntos pueden ser consolidadas por integración proporcional o por el método de puesta en equivalencia utilizando el mismo criterio para todas las participaciones en negocios conjuntos que posea el Grupo.

El Grupo Enagás ha optado por utilizar el método de integración proporcional, afectando fundamentalmente a las participaciones en Gasoducto Al-Andalus, S.A., Gasoducto de Extremadura, S.A., Gasoducto Campo Mayor – Leira - Braga, S.A., y Gasoducto Braga -Tuy, S.A.

- Las NIIF permiten dos tratamientos para la contabilización de las subvenciones de capital: deducir del valor contable del activo el importe de las subvenciones de capital o bien presentar las citadas subvenciones como ingresos diferidos en el pasivo del balance de situación.

El Grupo Enagás ha optado por presentar las subvenciones de capital como deducciones de valor de los activos con los que se relaciona.

- Los desgloses requeridos por la NIIF 1 en relación con la transición de la aplicación de la normativa contable española a las NIIF.

La Norma Internacional de Información Financiera Nº 1 exige que las primeras Cuentas Anuales Consolidadas elaboradas por aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera incluyan una conciliación de los saldos de inicio y cierre del ejercicio inmediatamente anterior con los saldos de cierre del ejercicio precedente y de apertura del ejercicios al que estas cuentas anuales se refieren.

Seguidamente se presenta la conciliación de los saldos del Balance de Situación y de la Cuenta de Resultados, Consolidados, debiendo entenderse por:

- Saldos de cierre: los que figuran en las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo que se prepararon conforme a criterios y principios contables españoles.
- Reclasificaciones: cambios con origen en la nueva forma de presentación de los estados financieros.
- Ajustes: cambios con origen en los criterios de valoración y políticas contables modificados por la nueva normativa.
- Saldos de apertura: los que resultan de considerar el efecto de los ajustes y reclasificaciones en los saldos de cierre.
- Ref.: referencia al comentario en el que se explica la naturaleza de los ajustes y reclasificaciones más significativos.

Debido a las diferencias en principios contables a 31 de diciembre de 2004, el patrimonio bajo PCGA españoles es inferior al patrimonio bajo NIIF en 481.845 miles de euros y el resultado para el ejercicio terminado en la misma fecha es inferior en 7 miles de euros al presentado bajo NIIF. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2004 la diferencia en patrimonio es de 19.455 miles de euros. A continuación se incluye la conciliación entre los saldos de las principales partidas del Balance de Situación Consolidado y la Cuenta de Resultados Consolidada del Grupo Enagás al 1 de enero y 31 de diciembre de 2004, bajo normativa española, y los que resultan de aplicar la normativa internacional y que han sido tomados como base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados:

## 32.1 Balance de situación consolidado: Conciliación al 1 de Enero de 2004 -Activo y Pasivo-

	1 de enero de 2004 Miles de Euros			Referencia
	Normativa Española (*)	Efecto de la conversión a NIIF	NIIF	
<b>ACTIVO:</b>				
GASTOS DE ESTABLECIMIENTO	5	(5)		(a)
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES:</b>	<b>2.649.437</b>	<b>(375.643)</b>	<b>2.273.794</b>	
Activos intangibles	10.898	19.237	30.135	(b) (e)
Inversiones inmobiliarias		743	743	(c.3)
Inmovilizado material	2.603.170	(398.039)	2.205.131	(b.2) (c)
Activos financieros no corrientes	29.006	449	29.455	(d)
Activos por impuestos diferidos	6.363	1.967	8.330	(i)
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>2.649.442</b>	<b>(375.648)</b>	<b>2.273.794</b>	
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	<b>20.181</b>	<b>(20.181)</b>	<b>0</b>	(e)
<b>OTROS ACTIVOS CORRIENTES:</b>	<b>423.423</b>	<b>(5.750)</b>	<b>417.673</b>	
Existencias	2.407		2.407	
Deudores comerciales y otras ctas a cobrar	359.252	(1.499)	357.803	(l)
Otros activos financieros corrientes	6.776	(2.477)	4.299	
Activos por impuestos corrientes	44.499		44.499	
Otros activos corrientes	8.389	(4.301)	4.088	(j)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	2.100	2.477	4.577	
<b>Total activos corrientes</b>	<b>443.604</b>	<b>(25.931)</b>	<b>417.673</b>	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>3.093.046</b>	<b>(401.579)</b>	<b>2.691.467</b>	
<b>PASIVO:</b>				
Capital suscrito	358.101		358.101	
Reservas	460.887	(3.261)	457.626	(a) (b) (d) (e) (f) (l)
Resultado neto del período	142.019		142.019	
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(28.648)		(28.648)	
<b>Total patrimonio</b>	<b>932.359</b>	<b>(3.261)</b>	<b>929.098</b>	
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.711.431</b>	<b>(397.394)</b>	<b>1.314.037</b>	
Deudas con entidades de crédito	1.215.311	(3.356)	1.211.955	(j) (f)
Otros pasivos financieros	29.589	2.486	32.075	(f)
Pasivos por impuestos diferidos	2.098	210	2.308	(i)
Provisiones	4.737	2.269	7.006	(d)
Otros pasivos no corrientes	459.696	(399.003)	60.693	(c.2)
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>449.256</b>	<b>(924)</b>	<b>448.332</b>	
Deudas con entidades de crédito	24.945	(945)	24.000	(f)
Otros pasivos financieros	5.309	21	5.330	
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	359.682		359.682	
Pasivos por impuestos corrientes	28.623		28.623	(i)
Otros pasivos corrientes	30.697		30.697	
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>3.093.046</b>	<b>(401.579)</b>	<b>2.691.467</b>	



## 32.2 Balance de situación consolidado: Conciliación al 31 de Diciembre de 2004 -Activo y Pasivo-

	31 de diciembre de 2004 Miles de Euros			Referencia
	Normativa Española (*)	Efecto de la conversión a NIIF	NIIF	
<b>ACTIVO:</b>				
GASTOS DE ESTABLECIMIENTO	1	(1)		(a)
ACTIVOS NO CORRIENTES:	<b>2.967.917</b>	<b>(348.355)</b>	<b>2.619.562</b>	
Activos intangibles	12.047	18.460	30.507	(b) (e)
Inversiones inmobiliarias		711	711	(c.3)
Inmovilizado material	2.921.889	(378.795)	2.543.094	(b.2) (c)
Activos financieros no corrientes	26.385	534	26.919	(d)
Activos por impuestos diferidos	7.596	10.735	18.331	(i)
Total activos no corrientes	<b>2.967.918</b>	<b>(348.356)</b>	<b>2.619.562</b>	
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	<b>20.333</b>	<b>(20.333)</b>	<b>0</b>	
OTROS ACTIVOS CORRIENTES:	<b>483.543</b>	<b>(1.698)</b>	<b>481.845</b>	(e)
Existencias	2.384		2.384	
Deudores comerciales y otras ctas a cobrar	438.962	(1.653)	437.309	(l)
Otros activos financieros corrientes	5.646	(1.727)	3.919	
Activos por impuestos corrientes	33.417		33.417	
Otros activos corrientes	2.834	(45)	2.789	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	300	1.727	2.027	(j)
Total activos corrientes	<b>503.876</b>	<b>(22.031)</b>	<b>481.845</b>	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>3.471.794</b>	<b>(370.387)</b>	<b>3.101.407</b>	
<b>PASIVO:</b>				
Capital suscrito	358.101		358.101	
Reservas	532.103	(19.447)	512.656	(a) (b) (d) (e) (f) (l)
Resultado neto del período	158.126	(8)	158.118	
Dividendo activo a cuenta	(31.035)		(31.035)	
Total patrimonio	<b>1.017.295</b>	<b>(19.455)</b>	<b>997.840</b>	
PASIVOS NO CORRIENTES	<b>1.800.043</b>	<b>(364.234)</b>	<b>1.435.809</b>	
Deudas con entidades de crédito	1.331.137	(1.011)	1.330.126	(j) (f)
Otros pasivos financieros	25.588	13.856	39.444	(f)
Pasivos por impuestos diferidos	2.414	259	2.673	(i)
Provisiones	10.880	2.377	13.257	(d)
Otros pasivos no corrientes	430.024	(379.715)	50.309	(c.2)
PASIVOS CORRIENTES	<b>654.456</b>	<b>13.302</b>	<b>667.758</b>	
Deudas con entidades de crédito	63.007	(1.040)	61.967	(f)
Otros pasivos financieros	4.294	14.342	18.636	
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	522.150		522.150	
Pasivos por impuestos corrientes	31.798		31.798	(i)
Otros pasivos corrientes	33.207		33.207	
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>3.471.794</b>	<b>(370.387)</b>	<b>3.101.407</b>	

## 32.3 Cuenta de resultados consolidada del ejercicio 2004

Reconciliación de cuenta de resultados	31 de diciembre de 2004 Miles de Euros			Referencia
	Normativa Española (*)	Efecto de la conversión a NIIF	NIIF	
Compra-Venta de gas mercado regulado	3.918	(12.571)	(8.653)	(k)
Ingresos por actividades reguladas	549.924	12.571	562.495	(k)
Ingresos por actividades no reguladas	14.318		14.318	
Otros ingresos de explotación	45.665	(14.896)	30.769	(c.2)
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	7.082	(7.082)	0	
Gastos de personal	(57.912)	2.026	(55.886)	(d)
Dotación a la amortización	(144.795)	20.742	(124.053)	(a)(b)(c.2)(c.3)
Otros gastos de explotación	(143.951)	34	(143.917)	(b)(e)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>267.167</b>	<b>7.906</b>	<b>275.073</b>	
Ingresos financieros e ingresos asimilados	2.312	636	2.948	
Gastos financieros y gastos asimilados	(35.231)	(136)	(35.367)	(f)
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>234.248</b>	<b>8.406</b>	<b>242.654</b>	
Impuesto sobre las ganancias	(84.505)	5	(84.500)	(i)
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>149.743</b>	<b>8.411</b>	<b>158.154</b>	
Resultados extraordinarios netos de impuestos	1.300	(1.300)		(h)
Rdo. después de impuestos operaciones interrumpidas		(36)	(36)	
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>151.043</b>	<b>7.075</b>	<b>158.118</b>	

Las principales diferencias aplicables al Grupo Enagás entre la normativa contable española y las NIIF son las siguientes:

*a) Gastos de establecimiento y de Ampliación de capital*

- La normativa contable en vigor en España permite la activación de los gastos de primer establecimiento, los gastos de constitución y de ampliación de capital. Estos gastos se valorarán por el precio de adquisición o coste de producción de los bienes y servicios que los constituyan y se amortizarán sistemáticamente en un plazo no superior a cinco años.

- Bajo NIIF, los desembolsos realizados como consecuencia de la adquisición o generación interna de un elemento inmaterial deben reconocerse en la Cuenta de Resultados del ejercicio en el que se incurren. Como excepción cabe destacar que los Gastos de Ampliación de Capital, normalmente incluidos dentro de los Gastos de Establecimiento siguiendo la Normativa Contable Española, se recogerán bajo NIIF netos de beneficios fiscales reduciendo el importe recibido de la ampliación de capital (Prima de Emisión o Capital) de los Fondos Propios. Si la ampliación de capital no se completa, los gastos de dicha ampliación de capital se recogen en la Cuenta de Resultados como un gasto del periodo en el que se incurra.
- Los Gastos de establecimiento y de ampliación de capital no amortizados a 31 de diciembre de 2003 (5 miles de euros) se han ajustado en los epígrafes "Reservas de Primera Aplicación" e "Impuesto diferido activo" por importe de 4 miles de euros y 1 miles de euros respectivamente.

Durante el ejercicio anual 2004, la amortización de los mencionados Gastos de establecimiento bajo PCGA españoles, ha ascendido a 4 miles de euros. Por tanto, a 31 de diciembre de 2004, se ha procedido a ajustar, de igual modo, los Gastos de establecimiento y de ampliación de capital no amortizados a 31 de diciembre de 2004 (1 miles de euros) en los epígrafes "Reservas de Primera Aplicación" e "Impuesto diferido activo". Asimismo, el efecto sobre la Cuenta de Resultados bajo NIIF, del ajuste de la amortización registrada bajo PCGA españoles, ha ascendido a 4 miles de euros de menor gasto registrados en el epígrafe de "Dotación a la amortización".

## b) Activos Inmateriales

### b.1 Gastos de investigación y desarrollo

- Según la normativa española los Gastos de Investigación y Desarrollo serán gastos del ejercicio en que se realicen; no obstante, al cierre del ejercicio, podrán activarse como inmovilizado inmaterial cuando estén específicamente individualizados por proyectos y su coste claramente establecido para que pueda ser distribuido en el tiempo y se tenga motivos fundados del éxito técnico y de la rentabilidad económico-comercial del proyecto o proyectos de que se trate. Así, los Gastos de Investigación y Desarrollo que figuren en el activo deberán amortizarse con la mayor brevedad posible y siempre dentro del plazo de cinco años desde que se concluya el proyecto de investigación o desarrollo que haya sido capitalizado.

El Grupo Enagás, valora los Gastos de Investigación y Desarrollo por su precio de adquisición o su coste de producción. Aquellos para los que se tienen motivos fundados para suponer su éxito técnico y su rentabilidad económico-comercial, se activan, amortizándose el 95% del coste en el primer año y el resto en el año siguiente.

- Por el contrario, bajo NIIF todos los Gastos de Investigación han de cargarse a la Cuenta de Resultados en el momento en que se incurren, mientras que los Gastos de Desarrollo se capitalizarán sólo cuando se haya podido establecer la viabilidad tecnológica y comercial del activo para su venta o uso y se amortizarán en función de su vida útil. Si no se pudiese distinguir entre los costes de investigación y de desarrollo en un proyecto interno, todos los costes se considerarán que se encuentran en la fase de investigación y como tales deberán recogerse en la Cuenta de Resultados.
- El Grupo Enagás ha establecido la política de eliminar de su Balance de Situación Consolidado el importe pendiente de amortizar de esta partida del Inmovilizado Inmaterial al no cumplir dichos gastos con los requisitos establecidos por la NIC 38.

El saldo de los Gastos de I+D pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2003 asciende a 198 miles de euros, procediéndose a su ajuste en los epígrafes "Reservas de Primera Aplicación" e "Impuesto diferido activo" por importe de 129 miles de euros y 69 miles de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2004 bajo PCGA españoles, se han realizado altas de Gastos de I+D por importe de 1.084 miles de euros, así como amortizaciones con el criterio mencionado en los párrafos anteriores para estas altas por importe de 985 miles de euros. Únicamente uno de los proyectos, registrado a 31 de diciembre de 2004 por importe de 46 miles de euros, cumple los requisitos anteriormente indicados para la consideración bajo NIIF como gasto de desarrollo activable.

Por tanto, en el ejercicio 2004, bajo NIIF, se ajusta y reclasifica la dotación a la amortización realizada por importe de 1.139 miles de euros de la siguiente manera:

- I. Reclasificación de la dotación a la amortización a "Gastos de I+D" por importe de 941 miles de euros.
- II. Ajuste por importe de 198 miles de euros de dotación a la amortización con cargo a los epígrafes de "Reservas de Primera Aplicación" e "Impuesto diferido activo" por importe de 129 miles de euros y 69 miles de euros, respectivamente.

Asimismo, bajo NIIF, se ajusta en resultados el "Gasto de I+D" por importe de 97 miles de euros al objeto de eliminar el saldo pendiente de amortizar registrado en inmovilizado inmaterial en el epígrafe de "Gastos de I+D".

#### b.2 Otro inmovilizado inmaterial

- El Grupo Enagás tiene registrado en este epígrafe los costes relativos a su Web corporativa. Tras el análisis realizado, se concluye que la misma no cumple los requisitos necesarios para ser considerado un activo que genere beneficios económicos futuros, por lo que se procede a su ajuste por el importe neto registrado (precio de coste menos amortización).

A 31 de diciembre de 2003, el coste correspondiente a la Web corporativa asciende a 217 miles de euros y la amortización acumulada a dicha fecha asciende a 38 miles de euros. El importe neto se ha ajustado en los epígrafes "Reservas de Primera Aplicación" e "Impuesto diferido activo" por importe de 116 miles de euros y 63 miles de euros respectivamente.

Durante el ejercicio 2004, bajo PCGA españoles, se han realizado altas asociadas a la mencionada Web corporativa por importe de 268 miles de euros. La dotación a la amortización realizada en el ejercicio 2004 para este inmovilizado inmaterial ascendería a 72 miles de euros.

En el ejercicio 2004, bajo NIIF, se realizan los siguientes ajustes y reclasificaciones:

- I. Ajuste correspondiente al balance de apertura por importe de 179 miles de euros con cargo a los epígrafes de "Reservas de Primera Aplicación" e "Impuesto diferido activo" por importe de 116 miles de euros y 63 miles de euros respectivamente, por el importe pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2003.
  - II. Reclasificación de la dotación a la amortización al epígrafe de "Otros gastos en operaciones" por importe de 72 miles de euros.
  - III. Asimismo, bajo NIIF, se ajusta en resultados el importe pendiente de amortizar de las inversiones del ejercicio por importe de 196 miles de euros.
  - IV. La contrapartida de estos ajustes se corresponde con la baja del inmovilizado inmaterial registrado bajo PCGA, cuyo efecto bajo NIIF queda reflejado en la cuenta de "Reservas de Primera Aplicación" y en el epígrafe de "Otros gastos en operaciones" de la Cuenta de Resultados, tal y como hemos descrito.
- Adicionalmente, el Grupo Enagás tiene registrado en su Inmovilizado Inmaterial un estudio de Regasificación de la Comunidad Autónoma de Extremadura que tras su comprobación y análisis, se ha decidido traspasarlo a Inmovilizado Material dada su asociación directa al coste del inmovilizado material del Gasoducto de la Plata. Este traspaso, a 31 de diciembre de 2003, implica varios aspectos:

- I. La reclasificación del saldo registrado como inmovilizado inmaterial por importe de 334 miles de euros a inmovilizado material.
- II. La corrección de la amortización acumulada registrada hasta la fecha por la modificación del período de amortización de 5 a 30 años. Este ajuste asciende a 152 miles de euros como mayor valor de los epígrafes de “Reservas de Primera Aplicación” e “Impuesto diferido Pasivo” en una cuantía de 99 miles de euros y 53 miles de euros respectivamente.
- III. La reclasificación a 31 de diciembre de 2003 de la amortización acumulada de inmovilizado inmaterial corregida considerando la nueva vida útil del activo por importe de 48 miles de euros como amortización acumulada de inmovilizado material.

Durante el ejercicio anual 2004 no se han producido altas de este inmovilizado, registrándose únicamente bajo PCGA españoles la amortización del inmovilizado inmaterial registrado con el criterio mencionado en los párrafos anteriores por importe de 68 miles de euros. Por tanto, dado que no se han producido altas durante el ejercicio, a 31 de diciembre de 2004, se ha procedido a realizar la reclasificación anteriormente indicada por 334 miles de euros de inmovilizado inmaterial a inmovilizado material. Asimismo, se ha procedido a la corrección de la amortización acumulada y la dotación a la amortización registrada durante el ejercicio de acuerdo a la variación de los períodos de amortización anteriormente indicados, así como a su reclasificación de amortización de inmovilizado inmaterial a inmovilizado material. El efecto sobre la Cuenta de Resultados bajo NIIF, de esta corrección ha ascendido a 56 miles de euros de menor gasto registrados en el epígrafe de “Dotación a la amortización” (36 miles de euros netos de efecto fiscal).

### c) *Inmovilizado Material*

#### c.1 Test de Deterioro

- De acuerdo a las normas de valoración del PGC, deberán efectuarse las correcciones valorativas necesarias con el fin de atribuir a cada elemento de inmovilizado material el inferior valor de mercado que le corresponda al cierre de cada ejercicio, siempre que el valor contable del inmovilizado no sea recuperable por la generación de ingresos suficientes para cubrir todos los costes y gastos, incluida la amortización.

Cuando la depreciación de los bienes sea irreversible y distinta de la amortización sistemática, se contabilizará directamente la pérdida y la disminución del valor del bien correspondiente. Es decir, la normativa española distingue entre una pérdida de valor temporal, la cual se provisiona pero puede ser revertida, y una pérdida permanente que es irreversible.

- Según la NIC 36, Deterioro del valor de los activos, si el importe recuperable de un activo es inferior a su importe en libros registrado, entonces se entiende que se ha producido un deterioro del valor del activo, que debe ser reconocido contablemente de forma inmediata como una pérdida de valor por deterioro. Así la pérdida por deterioro es la diferencia existente entre el valor en libros de un activo y su valor recuperable.

La determinación del importe recuperable se debe realizar para aquellos activos que se contabilicen por su valor razonable y se debe realizar cuando exista un indicador del deterioro del activo o de la unidad generadora de efectivo. Donde el importe recuperable es el mayor entre el precio de venta neto y el valor en uso.

La estimación del valor en uso del activo debe ser realizada estimando las entradas y salidas futuras de efectivo, aplicando el tipo de descuento adecuado a estos flujos de efectivo futuros. Para lo cual las proyecciones de flujos de efectivo deben estar basadas en hipótesis razonables y fundamentales, que representen las mejores estimaciones de la gerencia de la empresa, y deben estar basadas en los presupuestos pronósticos de tipo financiero más recientes que hayan sido aprobadas por la gerencia de la empresa, teniendo en cuenta que las mismas deben cubrir como máximo un período de cinco años, salvo que pueda justificarse un plazo mayor.

Adicionalmente las estimaciones de los flujos de efectivo futuros y del tipo de descuento habrán de tener en cuenta, de forma coherente, las hipótesis que se manejen respecto a los incrementos de precios debidos a la inflación general de la economía.

El tipo o tipos de descuento a utilizar deben ser tomados antes de impuestos, y se deben escoger tipos que reflejen las evaluaciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo.

- El Grupo Enagás ha optado por registrar su Inmovilizado con el criterio del Coste histórico y hasta la fecha no ha realizado un análisis de "Deterioro de valor" sobre sus activos. La práctica totalidad de su inmovilizado material corresponde a los activos de transporte, regasificación y almacenamiento de gas, así como aquellos necesarios para el desarrollo de sus actividades reguladas de compra-venta de gas a clientes regulados y Gestor Técnico del Sistema. La Sociedad ha considerado que dicho análisis de deterioro no resulta necesario dado que, tanto las mencionadas actividades, como su actividad principal de propietario y gestor de las infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento de gas se encuentra retribuido a través de la regulación vigente, y por tanto el importe registrado del inmovilizado asociado a las mismas no presenta dudas sobre su recuperación.
- En este sentido, la Sociedad ha tomado la decisión considerando las características de su negocio y actividades antes mencionadas, así como la información utilizada por el Consejo de Administración para la gestión de la Sociedad, que las Unidades Generadoras de Efectivo consideradas para la valoración y clasificación de su inmovilizado son las tres siguientes: actividad de transportista (incluye transporte, almacenamiento y regasificación de gas), actividad de Gestor Técnico del Sistema y actividad de compra-venta de gas a clientes regulados.

### c.2 Subvenciones de capital

- Tal y como se describe en el punto g) posterior, la Sociedad ha procedido a reclasificar el saldo de subvenciones de capital del pasivo del balance como menor valor del inmovilizado material afecto a dichas subvenciones, lo que ha supuesto, a 31 de diciembre de 2003, una disminución del saldo de inmovilizado material de 399.009 miles de euros.
- Durante el ejercicio 2004, bajo PCGA españoles, se han registrado altas de subvenciones por importe de 1.076 miles de euros y aplicaciones de las mismas por importe de 20.364 miles de euros. Por tanto, a 31 de diciembre de 2004, se ha procedido a la reclasificación anteriormente detallada del saldo de subvenciones de capital del pasivo del balance, como menor valor del inmovilizado material afecto a dichas subvenciones, por importe de 379.715 miles de euros. El efecto de la reclasificación del importe de subvenciones aplicado, ha supuesto una menor dotación a la amortización del inmovilizado material y un menor ingreso por traspaso de subvenciones de capital a resultado de 20.364 miles de euros.

### c.3 Inmuebles de inversión

- La Sociedad ha procedido de acuerdo con lo establecido por las NIIF a reclasificar a 31 de diciembre de 2003 el saldo correspondiente al inmueble y terreno propiedad de Enagás, S.A. ubicados en Valencia, y que la Sociedad tiene alquilado a terceros, del epígrafe de Inmovilizado material al epígrafe de Inmuebles de Inversión por importe neto de 743 miles de euros correspondientes a un valor bruto del edificio y terreno de 1.127 miles de euros y una amortización acumulada de 384 miles de euros. A 31 de diciembre de 2004 el efecto de la reclasificación es de 711 miles de euros correspondientes a un valor bruto del edificio y terreno de 1.129 miles de euros y una amortización acumulada de 418 miles de euros.

#### c.4 Provisión desmantelamiento Serrablo

- De acuerdo con lo establecido por las NIIF, la Sociedad ha procedido a incrementar el valor del inmovilizado material correspondiente al almacenamiento de Serrablo por el importe de los costes de desmantelamiento previstos a la finalización de la concesión.
- A 31 de diciembre de 2003 el impacto en el inmovilizado material asciende a 1.939 miles de euros de mayor valor del almacenamiento subterráneo. Dicho ajuste se ha realizado con abono a los epígrafes de provisión por desmantelamiento y de amortización acumulada de Instalaciones subterráneas por importes de 1.820 y 517 miles de euros, respectivamente y con cargo a los epígrafes de "Reservas de Primera Aplicación" e "Impuesto diferido Activo" por importes de 259 miles de euros y 140 miles de euros respectivamente.
- Durante el ejercicio 2004, bajo NIIF, la Sociedad ha procedido a registrar el gasto financiero correspondiente a la actualización financiera de la provisión y la dotación a la amortización correspondiente al mayor valor del inmovilizado material por importes de 136 y 64 miles de euros, respectivamente, junto con el "Impuesto diferido Activo" correspondiente por importe de 69 miles de euros.

#### d) *Inmovilizado Financiero – Provisiones para riesgos y gastos.*

- La sociedad, de acuerdo con su política retributiva, tiene registrada una provisión para cubrir las obligaciones devengadas en concepto de Premio de Permanencia. La Sociedad realiza aportaciones a un Fondo de Inversión Mobiliario para cubrir estas obligaciones devengadas. De acuerdo con la normativa vigente española los activos financieros correspondientes (Fondo de Inversión Mobiliario), se presentan valorados a coste o mercado el más bajo, sin recogerse en la Cuenta de Resultados los posibles incrementos de valor del activo hasta su materialización. Dado que la misma se produce a la jubilación o baja del trabajador beneficiario del Plan de Permanencia, la Sociedad no contabiliza ni el beneficio por el incremento del valor, ni el gasto correspondiente al estar cubierto el mismo.
- Bajo NIIF dicho Fondo (FIM) se ha clasificado en inversiones disponibles para la venta, y se valora a valor razonable, de acuerdo con el valor de su cotización en el mercado en cada cierre contable. Si bien dado que dicho Fondo se crea para dar cobertura a la Provisión por Premio de permanencia a la que va asociado, las variaciones de valor del fondo suponen variaciones por el mismo importe en la provisión que tiene asociada.
- A 31 de diciembre de 2003, la valoración del fondo supone un incremento del importe registrado bajo PCGA de 449 miles de euros. Dicho incremento del valor del Fondo supone por tanto un incremento de la provisión asociada al mismo por dicho importe, no teniendo a 31 de diciembre de 2003 ningún impacto patrimonial.
- A 31 de diciembre de 2004, la valoración del fondo existente a dicha fecha, supone un incremento del importe registrado bajo PCGA de 534 miles de euros. Dicho incremento, al igual que a 31 de diciembre de 2003, supone un incremento tanto de la valoración del activo financiero como de la provisión asociada y no tiene ningún efecto patrimonial. En la Cuenta de Resultados del ejercicio 2004, se ha registrado la variación del fondo respecto a 31 de diciembre de 2003, por importe de 85 miles de euros, como un mayor ingreso financiero y un mayor gasto de personal por el mismo importe con abono a la provisión.

#### e) *Gastos a distribuir en varios ejercicios: Gastos de formalización de deudas, gastos por intereses diferidos y otros gastos financieros diferidos.*

- Bajo normativa española, estos gastos son aquellos de naturaleza jurídico-formal que son necesarios para la emisión o modificación de valores de renta fija y para la formalización de deudas cuya vigencia es superior al año.

Los gastos de formalización de deudas se valorarán por su precio de adquisición o coste de producción, mientras que los gastos por intereses diferidos se valorarán por la diferencia entre el valor de reembolso y el valor de emisión de las deudas que correspondan. En principio deberán afectarse al ejercicio a que correspondan y excepcionalmente, dichos gastos podrán distribuirse en varios ejercicios, en cuyo caso deberán imputarse a resultados durante el plazo de vencimiento de las correspondientes deudas y de acuerdo con un plan financiero; en todo caso deberán estar totalmente imputados cuando se amorticen las deudas a que correspondan.

- De acuerdo con la normativa internacional, al proceder a reconocer, inicialmente, un activo o un pasivo financiero, la empresa debe registrarlos por su coste, que será el valor razonable de la contraprestación que se haya dado (en el caso de un activo) o que se haya recibido (en el caso de un pasivo) a cambio de los mismos. Los costes de transacción deben ser incluidos en la medición inicial de todos los activos y los pasivos de carácter financiero. En consecuencia los costes directamente relacionados con la emisión de deuda se deducen del importe originalmente reconocido y luego se amortizan a través de la Cuenta de Resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método del tipo de interés efectivo. No se reconocen por separado como activos. Los intereses se registran en la Cuenta de Resultados a medida que se incurre en ellos utilizando el método de interés efectivo
- En consecuencia los gastos procedentes de la periodificación de la Comisión de Up-Front-Fee de los préstamos con Entidades de Crédito es reclasificada minorando la deuda a la que está asociada en el ejercicio 2004 por un importe de 1.011 miles de euros.

El grupo Enagás a 31 de diciembre de 2003 tiene registrado bajo normativa española en el epígrafe "Gastos a distribuir en varios ejercicios" un importe de 19.747 miles de euros que corresponde a los Derechos de transporte que los gasoductos portugueses (Gasoducto Campo-Maior-Lleiria-Braga, S.A. y Gasoducto Braga-Tuy, S.A.) tienen con Transgas, S.A. y que se reclasifican como inmovilizado inmaterial, ya que cumplen con los criterios de la NIC 38, y se amortizan de forma lineal durante la vida del contrato.

A 31 de diciembre de 2003, la Sociedad ha reclasificado el saldo registrado en este epígrafe por importe total de 19.747 miles de euros, a los epígrafes de "Otro inmovilizado inmaterial" por importe de 25.319 miles de euros y "Amortización acumulada otro inmovilizado inmaterial" por importe de 5.572 miles de euros.

- Adicionalmente, el Grupo Enagás tiene registrado en el epígrafe de "Gastos a distribuir en varios ejercicios", un importe por el canon pagado por anticipado por el derecho de transporte obtenido de la sociedad Gas de Euskadi, S.A. Dicho derecho de transporte no cumple con la definición de Inmovilizado inmaterial establecido por la NIC 38. El Grupo Enagás ha procedido a ajustar dicho saldo por un total de 434 miles de euros, ajustándose en los epígrafes "Reservas de Primera Aplicación" e "Impuesto diferido activo" en una cuantía de 282 miles de euros y 152 miles de euros, respectivamente.

Asimismo, durante el ejercicio 2004, bajo PCGA españoles se han aplicado gastos a distribuir por este concepto por importe de 68 miles de euros. El efecto sobre la Cuenta de Resultados bajo NIIF, de esta corrección ha ascendido a 68 miles de euros de menor gasto registrados en el epígrafe de "Otros gastos de explotación" (44 miles de euros netos de efecto fiscal).

#### f) Instrumentos financieros derivados

- El Grupo utiliza determinados derivados financieros para gestionar su exposición a las variaciones de flujos de tesorería por riesgo de tipos de interés. De acuerdo con la normativa contable española, los derivados se valoran por su coste o valor de mercado, el menor de los dos.
- Las Normas Internacionales de Información Financiera establecen en la NIC 32, que la Sociedad deberá describir sus objetivos y políticas de gestión de los riesgos financieros, incluyendo su política de cobertura para



cada uno de los tipos principales de transacciones previstas en los que se utilice la contabilización de coberturas, así como suministrará también una descripción de la amplitud con que se utilizan los instrumentos financieros, los riesgos asociados a ellos y los propósitos de negocio a los que sirven.

- De acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, todos los derivados, tanto si son designados de cobertura como si no lo son, se han de contabilizar a valor razonable, siendo éste el valor de mercado para instrumentos no cotizados.
- Si una cobertura del flujo de efectivo cumpliera las condiciones establecidas para ser considerada como tal de acuerdo con la NIC 39, se contabilizará de la forma siguiente:
  - La parte de la pérdida o ganancia del instrumento de cobertura que se haya determinado como cobertura eficaz se reconocerá directamente en el patrimonio neto; y
  - La parte ineficaz de la pérdida o ganancia del instrumento de cobertura se reconocerá en el resultado del ejercicio.
- A 31 de diciembre de 2003 el Grupo Enagás ha realizado de acuerdo con sus mejores estimaciones un análisis y valoración de los instrumentos de cobertura existentes de acuerdo con su política de gestión de riesgos financieros y con los criterios establecidos en las Normas Internacionales de Información Financiera. Dicha valoración, la cual establece la existencia de una cobertura de flujos de efectivo de tipos de interés, ha puesto de manifiesto un pasivo financiero que ha sido registrado como tal por importe de 2.507 miles de euros, ajustándose en "Reserva de cobertura" e "Impuesto diferido Activo" por importes de 1.630 miles de euros y 877 miles de euros respectivamente.
- Asimismo a 31 de diciembre de 2004, la valoración realizada de los derivados existentes a dicha fecha pone de manifiesto un pasivo financiero no registrado bajo PCGA por importe de 27.202 miles de euros, cuya contrapartida se refleja como una menor "Reserva por cobertura" por importe de 17.682 miles de euros y un mayor "Impuesto diferido Activo" por importes de 9.520 miles de euros.

#### *g) Subvenciones de capital*

- Según la normativa española, las subvenciones de capital de carácter no reintegrable se recogerán en el pasivo del balance como ingresos a distribuir en varios ejercicios y se imputarán a resultados, para los activos depreciables, en proporción a la depreciación sufrida en el periodo por los activos financiados con dicha subvención y para los activos no depreciables, se imputará al resultado del ejercicio en el que se produzca la enajenación o baja en inventario de los activos.
- Bajo la normativa internacional, las subvenciones relacionadas con activos-subvenciones de capital- se pueden presentar en el Balance de Situación Consolidado, bien como ingresos diferidos o bien como deducciones de valor de los activos con los que se relaciona. El Grupo Enagás ha optado por deducir las subvenciones del valor del activo correspondiente, tal y como se ha indicado en el apartado c.2. anterior. Asimismo, los efectos en los estados financieros a 31 de diciembre de 2003 y 31 de diciembre de 2004 se indican en el mencionado apartado, junto con el efecto del ejercicio 2004 transcurrido.

#### *h) Contabilización de partidas extraordinarias*

- De acuerdo con la normativa contable vigente en España, las partidas extraordinarias son todas aquéllas que son ajenas a las actividades ordinarias y típicas de la empresa y que no son frecuentes.
- La NIC 1 prohíbe que se presenten "partidas extraordinarias" en la Cuenta de Resultados o en las notas, por lo que todas las transacciones de la compañía se presentarán como de las actividades ordinarias al considerar

que es la naturaleza de la transacción la que debe determinar su presentación y no su frecuencia. Sin embargo, la NIC 1 exige que se informe en las notas de la naturaleza e importe de partidas materiales de ingresos o gastos no recurrentes.

- La Sociedad ha procedido a reclasificar los ingresos y gastos extraordinarios recogidos en la Cuenta de Resultados Consolidada bajo PCGA del ejercicio 2004 bajo aquellos epígrafes de la Cuenta de Resultados Consolidada NIIF correspondientes, en función de su naturaleza:
  - I. Conceptos reclasificados al epígrafe de "Ingresos accesorios y otros de gestión corriente": beneficios procedentes del inmovilizado por importe de 19 miles de euros, exceso de provisiones para riesgos y gastos por importe de 720 miles de euros, ingresos y beneficios de otros ejercicios por importe de 4.653 miles de euros y otros ingresos extraordinarios por importe de 77 miles de euros.
  - II. Ingresos y beneficios de otros ejercicios por importe de 300 miles de euros y 551 miles de euros, reclasificados a los epígrafes de "Otros gastos de explotación" e "Ingresos de participaciones de capital".
  - III. Gastos y pérdidas de otros ejercicios por importe de 4.971 miles de euros y otros gastos extraordinarios por importe de 9 miles de euros, reclasificados a los epígrafes, "Gastos de personal" y "Otros gastos de explotación" respectivamente.
  - IV. Variación de la provisión de cartera de control por importe de 40 miles de euros, reclasificados al epígrafe, "Resultado después de impuestos de las operaciones interrumpidas".

### *i) Impuesto sobre las ganancias*

- La normativa contable española establece que el gasto por Impuesto sobre Sociedades del ejercicio se calcula en función del resultado económico antes de impuestos, aumentado o disminuido, según corresponda, por sus diferencias permanentes. En consecuencia las diferencias temporarias reflejan la diferente imputación temporal bajo el punto de vista fiscal y contable de los gastos e ingresos.
- De acuerdo con las NIIF, la contabilización del gasto por impuesto sobre las ganancias se realiza de acuerdo con el método del pasivo basado en el balance general. En consecuencia, los impuestos anticipados y diferidos se registran en función de las diferencias entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base fiscal.
- El Grupo Enagás ha considerado para cada uno de los apuntes contables el aspecto mencionado anteriormente. Dichos apuntes aparecen detalladas en cada una de las notas de los puntos descritos en esta Nota de reconciliación.

### *j) Presentación de los estados financieros*

- La NIIF 1 establece que deben ser reclasificados aquellos activos, pasivos y componentes del patrimonio neto reconocidos según los PCGA anteriores, con arreglo a las categorías de activo, pasivo o componente del patrimonio neto que le corresponda según NIIF.
- En consecuencia a 31 de diciembre de 2004 el Grupo Enagás ha procedido a reclasificar diversos conceptos. La principal reclasificación realizada por la Sociedad, y no comentada en el resto de apartados, ha sido la correspondiente a la minoración tanto de los ingresos como de los gastos correspondientes a la tasa portuaria pagada y a la vez cobrada por la Sociedad, por un importe 8.751 de miles de euros, motivado por la nueva regulación referente a puertos y concesiones asociadas a los mismos.

### *k) Ingresos de explotación, aprovisionamientos*

- Bajo PCGA los ingresos por ventas se miden por la contraprestación recibida de los clientes o consumidores por los bienes suministrados, excluyendo las cantidades cobradas por cuenta de terceros. El reconocimiento de los ingresos por venta de bienes debe producirse cuando se satisfagan una serie de condiciones o requisitos, que demuestren que la ejecución es completa, tales como que el vendedor de los bienes ha transferido al comprador los riesgos y ventajas significativos de la propiedad, se han completado todos los actos significativos y el vendedor no retiene ningún tipo de participación en el control efectivo de los bienes transferidos, en un grado que pueda asociarse usualmente con la propiedad, y no existe incertidumbre significativa a la contraprestación que se derivará de la venta de los bienes, al coste asociado, incurrido ya o por incurrir, de producir o comprar los bienes y a la medida en la cual los bienes pueden ser devueltos.
- Bajo NIIF los ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes deben de ser reconocidos y registrados en los estados financieros cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:
  - La empresa ha transferido al comprador los riesgos y ventajas, de tipo significativo, derivados de la propiedad de los bienes.
  - La empresa no conserva para sí ninguna implicación en la gestión corriente de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos.
  - El importe de los ingresos ordinarios puede ser valorado con fiabilidad.
  - Es probable que la empresa reciba los beneficios económicos asociados con la transacción.
  - Los costes incurridos o por incurrir, en relación con la transacción pueden ser valorados con fiabilidad
- La valoración de los ingresos ordinarios debe hacerse utilizando el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.
- Los ingresos ordinarios comprenden solamente las entradas brutas de beneficios económicos recibidos y por recibir, por parte de la empresa, por cuenta propia. Las cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como impuestos sobre las ventas, sobre productos o servicios o sobre el valor añadido, no constituyen entradas de beneficios económicos para la empresa y no producen aumentos en su patrimonio neto. Por tanto, estas entradas se excluirán de los ingresos ordinarios. De la misma forma, en una relación de comisión, entre un principal y un comisionista, las entradas brutas de beneficios económicos del comisionista incluyen importes recibidos por cuenta del principal, que no suponen aumentos en el patrimonio neto de la empresa. Los importes recibidos por cuenta del principal no constituirán ingresos ordinarios, aunque sí lo será el importe de las comisiones.
- La Cuenta de Resultados Consolidada de Enagás a 31 de diciembre de 2004 bajo PCGA españoles, presentaba unos ingresos por ventas y unos gastos en concepto de aprovisionamientos de 724.469 miles de euros y 720.551 miles de euros respectivamente, derivados del suministro de gas a tarifa.
- Bajo normativa internacional, tal y como hemos descrito en el punto anterior, Enagás actúa como gestor de la compra-venta de gas a clientes a tarifa, y por dicha actividad percibe una retribución cuyo objetivo es cubrir los costes incurridos en la realización de la misma. En consecuencia los ingresos y los gastos procedentes de la compra-venta de gas para tarifa regulada son eliminados de la cuenta de resultados consolidada, registrándose únicamente el importe de 8.653 miles de euros por el coste de ventas asociado a las mermas de

energía del proceso. Adicionalmente, el ingreso procedente de la retribución regulada por gestión de compra-venta, ha sido reclasificado como mayor valor del epígrafe de "Ingresos por actividades reguladas" por importe de 12.571 miles de euros.

**l) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar**

- Bajo PGCA dentro del epígrafe deudores varios se registran los saldos pendientes de liquidación correspondiente a las retribuciones de actividades reguladas de los ejercicios 2002, 2003 y 2004.
- Bajo NIIF se ha procedido a actualizar dichos saldos al coste medio financiero de la Sociedad Dominante. Los saldos actualizados a 31 de diciembre de 2003 ascendieron a 24.072 miles de euros para la liquidación pendiente del 2002, mientras que a 31 de diciembre de 2004 los importes ascendieron a 24.797 miles de euros y 16.465 miles de euros para las liquidaciones pendientes del 2002 y 2003 respectivamente.

**33. Negocios conjuntos**

A continuación se presentan datos sobre las sociedades en negocios conjuntos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2005:

Sociedad	País	Actividad	Método contabiliza. inversión	%	% Derecho de Voto controlados por Enagás S.A.	Miles de Euros				
						Valor Neto en libros	Datos de la Entidad Participada (*)			
							Activos	Pasivos	Patrimonio	Resultado del ejercicio (**)
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	Madrid	Transp. de Gas	I.P.	66,96	50	23.744	114.573	114.573	49.597	8.064
Gasoducto de Extremadura, S.A.	Madrid	Transp. de Gas	I.P.	51	50	9.732	52.018	52.018	27.647	6.765
Gasoducto Campo Maior Leiria Braga, S.A.	Portugal	Transp. de Gas	I.P.	12	50	3.195	93.633	93.633	37.381	8.825
Gasoduto Braga-Tuy, S.A.	Portugal	Transp. de Gas	I.P.	49	50	2.546	18.542	18.542	6.742	1.217
<b>TOTAL</b>										

I.P.: Integración Proporcional.

(\*) Los datos se corresponden con los datos de las sociedades individuales bajo criterios contables del país correspondiente y antes de realizar los ajustes de homogeneización a la consolidación de los estados financieros.

(\*\*) Los datos en los Gasoductos Campo Maior - Leiria - Braga, S.A., y Gasoduto Braga - Tuy, S.A. según se indica en la nota 1a) corresponden al cierre al 30 de noviembre de 2005.

## INFORME DE GESTIÓN DEL GRUPO ENAGÁS.

### Evolución del Grupo en 2005

El beneficio neto se sitúa en 190.960 miles de euros con un incremento del 20,77% con respecto al ejercicio anterior.

El importe neto de la cifra de negocios es de 646.211 miles de euros.

Las inversiones del ejercicio 2005 alcanzaron una cifra de 358.667 miles de euros. Las inversiones aprobadas por el Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. ascendieron a 354,1 millones de euros, cifra que corresponde fundamentalmente al proyecto del gasoducto de conexión transversal entre los gasoductos Córdoba-Madrid y Alicante-Valencia, así como las estaciones de compresión asociadas al mismo.

Los fondos propios del Grupo Enagás se sitúan en 1.110.429 miles de euros.

El capital social está representado por 238.734.260 acciones ordinarias al portador de 1,50 euros de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas.

La Sociedad no ha realizado ninguna operación con acciones propias.

Con fecha 28 de enero de 2005 fueron aprobadas por el Ministerio de Economía tres Ordenes Ministeriales en las que se actualizan para el año 2005 las tarifas, peajes, cánones y retribución de las actividades reguladas del sector gasista, publicadas con fecha 31 de enero en el Boletín Oficial del Estado, y que establecen la retribución a percibir a lo largo del año 2005 por todas las sociedades que ejercen la actividad de regasificación, almacenamiento, transporte o distribución.

Durante el año 2005 se ha continuado ampliando y mejorando las instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento para adecuarlas a las necesidades que plantean las previsiones de demanda futura. En este sentido se han realizado las siguientes acciones destacables:

- La puesta en marcha del quinto tanque de la Planta de Barcelona, con capacidad de almacenamiento de 150.000 m<sup>3</sup> de GNL y del tercer tanque de la Planta de Cartagena con capacidad de 127.000 m<sup>3</sup> de GNL. Igualmente se ha ampliado la capacidad de emisión en Barcelona, en Cartagena y en Huelva a 1.500.000 m<sup>3</sup> (n)/h, 900.000 m<sup>3</sup> (n)/h y 1.050.000 m<sup>3</sup> (n)/h respectivamente.
- Incremento de la capacidad nominal total de regasificación en las tres Plantas en 750.000 m<sup>3</sup> (n)/h.
- A finales del año 2005 el Grupo Enagás, S.A. explotaba 7.360 Km de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar respecto a los 7.158,1 Km que disponía en diciembre del año 2004, aumentando así la seguridad de suministro y el desarrollo de zonas que hasta ahora no disponían de gas natural.

- Los activos de transporte más importantes puestos en explotación durante el año 2005 han sido: los ya mencionados nuevos tanques de Barcelona y Cartagena, los gasoductos Málaga-Estepona Tramo II, Castelnou-Fraga-Tamarite de Litera, Arbós-Tivisa, Cartagena-Lorca (fase II), y ramal Totana-Murcia. Igualmente se han realizado ampliaciones en las estaciones de compresión de Córdoba Fase II, Almendralejo, Sevilla, Bañeras Fase II y Tivisa.

Durante el año 2005 se han puesto en servicio 19 nuevas estaciones de regulación/medida alcanzando a finales del año la cifra de 310 en operación.

Con todo, a finales del año 2005 la infraestructura gasista de el Grupo Enagás, S.A., integrada por la red Básica de gas natural, era la siguiente:

Las Plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena disponen de una capacidad total de almacenamiento de 987.000 m<sup>3</sup> de GNL contra los 710.00 m<sup>3</sup> del año 2004 con un incremento de 277.000 m<sup>3</sup>, una capacidad de emisión de 3.450.000 m<sup>3</sup>(n)/h. frente a los 2.700.000 m<sup>3</sup>(n)/h del año 2004 con un incremento de 750.000 m<sup>3</sup>(n)/h.

Los Almacenamientos subterráneos de Serrablo (Huesca) y Gaviota (Vizcaya).

Red de gasoductos con una longitud total de 7.360 Km con los siguientes ejes principales:

Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco.  
(con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado)

Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.

Eje Occidental: Almendralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.

Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga) –Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.

Eje del Ebro: Tivisa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.

Las siguientes entradas de gas al sistema por gasoductos:

Norte: Gasoducto Hispano-Francés Calahorra-Lac, que conecta la Península Ibérica con la red europea de gasoductos.

Sur: Gasoducto Magreb-Europa y conexión con los yacimientos de Marismas-Palancares en el valle del Guadalquivir.

### Acontecimientos posteriores

Con fecha 12 de enero de 2006 se ha procedido al pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio de 2005, de 0,16 euros por acción, aprobado por el Consejo de Administración de la Sociedad Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 22 de diciembre de 2005.

## Actividades de investigación y desarrollo

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por la sociedad durante 2005 se han concentrado en la evaluación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías gasistas, con el fin de aumentar y mejorar la competitividad del gas natural en diferentes aplicaciones, focalizando el esfuerzo tecnológico en proyectos de valor estratégico para el Grupo.

En el área de transporte de gas se han realizado trabajos para asegurar la continuidad del suministro y la eficiencia técnica y económica, garantizando los máximos niveles de seguridad y de respeto medioambiental.

Diseño: ROJO taller de investigación, diseño y comunicación

Preimpresión: Rapygraf

Impresión: Gráficas Marte

Fotos: Archivo Enagás

Banco de imagen





Paseo de los Olmos, 19  
28005 MADRID  
[www.enagas.es](http://www.enagas.es)  
[investors@enagas.es](mailto:investors@enagas.es)