



Para más información dirigirse a:
Enagás, S.A.
Dirección Gral. de Estrategia y Regulación
Dirección de Relación con Inversores
Paseo de los Olmos, 19. 28005 Madrid
Teléfonos: 900 100 399 / 917 099 330
Fax: 917 099 328
e-mail: investors@enagas.es
www.enagas.es

Informe
Anual

04



Sumario



Principales Magnitudes	4
Carta del Presidente	8
Órganos Rectores	14
Síntesis del Ejercicio	18
Desarrollo del Marco Regulatorio	22
Accionistas e Inversores	28
Informe de Gestión Consolidado	36
Magnitudes Físicas	46
Actividades	56
Regasificación	57
Transporte	61
Almacenamiento Subterráneo	64
Contratación de Servicios de Transporte	65
Operación y Gestión Técnica del Sistema	66
Compra Venta de Gas para el Mercado a Tarifa	70
Compromiso Social y Sostenibilidad	72
Recursos Humanos	72
Prevención de Riesgos y Seguridad	75
Medio Ambiente	78
Participación en Organismos del Sector	80
Innovación Tecnológica	81
Sistemas de Información	84
Acción Social	87
Gobierno Corporativo	90
Cuentas Anuales	96



Principales Magnitudes

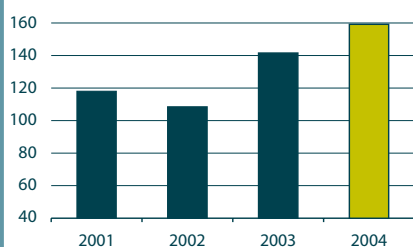
DATOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Millones de Euros)

	2001	2002	2003	2004
Resultado Neto	117,8	110,1	142,0	158,1
Resultado Operativo	138,1	207,2	249,5	274,3
Cash-Flow Operativo	249,4	333,7	383,0	419,1
Inversiones	216,8	192,3	426,3	468,6
Deuda Neta	1.062,2	1.253,0	1.278,7	1.426,6
Fondos Propios	779,6	852,4	932,4	1.017,3
Activos	2.754,6	2.895,7	3.093,0	3.471,7

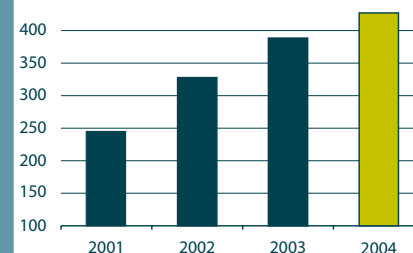
DATOS FINANCIEROS POR ACCIÓN (Euros)

	2001	2002	2003	2004
Resultado Neto	0,49	0,46	0,59	0,66
Dividendo	0,49	0,23	0,30	0,33
Cash-flow Operativo	1,04	1,40	1,60	1,76
Nº acciones (millones)	11,95	238,7	238,7	238,7

- Los 0,33 euros brutos por acción, como dividendo del año 2004, 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.



Resultado Neto
(Millones de euros)



Cash-flow Operativo
(Millones de euros)

➤ DEMANDA DE GAS TRANSPORTADA (GWh)

	2001	2002	2003	2004
Mercado a Tarifa	130.838	109.846	80.703	61.866
Mercado Liberalizado	80.969	133.192	194.535	257.733
Total Demanda	211.807	243.038	275.238	319.599

Tablas de equivalencias

➤ UNIDADES DE ENERGÍA

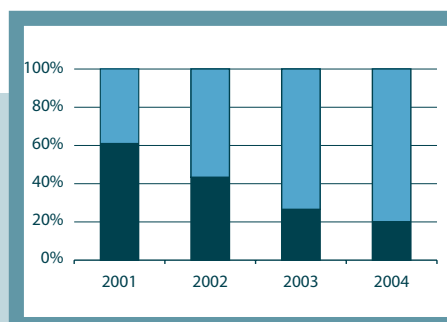
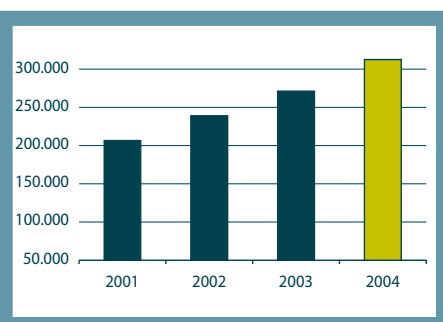
Equivalente a	kWh	MBbtu	te	therm
1 kilowatio-hora (kWh)	1	0,003411	0,8601	0,03411
1 Millón de BTU (MBtu)	293,2	1	252	10
1 termia (te)	1,162	0,00397	1	0,0397
1 therm	29,32	0,1	25,2	1

1 gigawatio-hora (GWh)= 10⁶ kilowatios-hora (kWh)
 1 m³(n)= 10 te (PCS)

➤ UNIDADES DE VOLUMEN

Equivalente a	1 metro cúbico de gas	1 metro cúbico de GNL	1 tonelada de GNL
1 metro cúbico de gas	1	0,00171	0,00078
1 metro cúbico de GNL	584	1	0,456
1 tonelada GNL	1.281	2,193	1

1 bcm=10⁹ m³
 Metros cúbicos:
 Normal m³(n): Medido a 0° y 1 atm.
 Estándar m³(s): Medido a 15° y 1 atm.
 1m³(n)=0,948 m³(s).



➤ Demanda de gas transportada (GWh)

➤ Mercado a tarifa Mercado liberalizado

ACTIVOS DE TRANSPORTE

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

* Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida

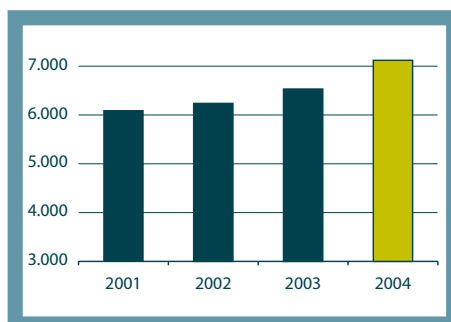
ACTIVOS DE REGASIFICACIÓN

	2001		2002		2003		2004	
	Unid	Capacidad	Unid	Capacidad	Unid	Capacidad	Unid	Capacidad
Tanques GNL	8	455.000 m ³ GNL	8	560.000 m ³ GNL	8	560.000 m ³ GNL	9	710.000 m ³ GNL
Vaporización*		2.100.000 m ³ (n)/h		2.100.000 m ³ (n)/h		2.250.000 m ³ (n)/h		2.700.000 m ³ (n)/h

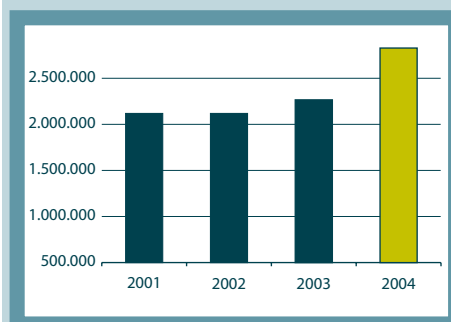
* Capacidad Nominal de Regasificación

ACTIVOS DE ALMACENAMIENTOS

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



Km de gasoducto

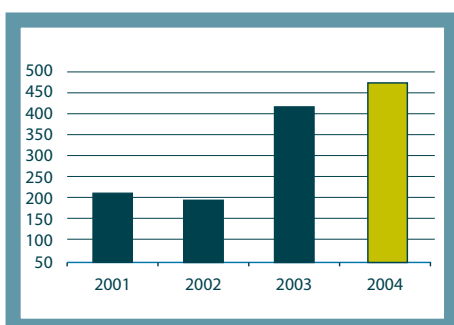


Capacidad Nominal de Regasificación
m³(n)/h

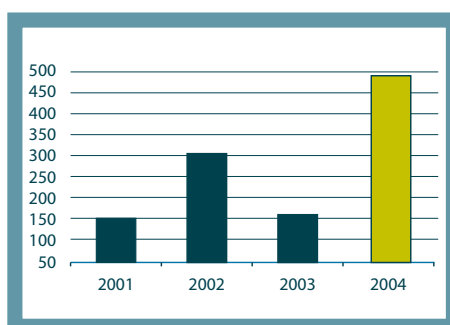
Infraestructura Gasista Básica



Infraestructura Gasista Básica a diciembre de 2004



Inversiones
(Millones de euros)



Inversiones puestas en explotación
(Millones de euros)



↗ Carta del Presidente

Estimados Accionistas:

Nuevamente tengo la satisfacción de dirigirme a ustedes con ocasión de la publicación de este Informe Anual relativo al ejercicio 2004, un año que, aunque no exento de retos, nos ha permitido seguir avanzando en la consecución de nuestros objetivos estratégicos y reforzar la solidez de nuestra Compañía de cara al futuro.

Efectivamente, el año 2004 ha sido un ejercicio lleno de importantes logros que iré comentando en esta carta anual y que encontrarán ustedes analizados de forma más detallada en el presente Informe.

Enagás ha demostrado a lo largo de los últimos años y especialmente durante el último ejercicio, su eficiencia, transparencia y neutralidad a la hora de responder a los retos en un entorno operativo cada vez más complejo, con numerosos agentes implicados, en un sector de alto crecimiento y que cuenta con un grado de apertura y competencia superior a otros sectores similares en España y en otros países de la Unión Europea.

Enagás ha desempeñado un papel fundamental en este proceso, al avanzar en la puesta en marcha de las infraestructuras necesarias para conseguir la capacidad adecuada en el sistema, y así facilitar el acceso a todos los nuevos operadores que lo han solicitado.

Además, Enagás ha llevado a cabo el mayor volumen de inversiones en su historia que, como ustedes saben, representa una garantía de crecimiento futuro para nuestra Compañía.

El ejercicio 2004 ha sido también un buen año de resultados económicos. Todo ello, junto a una gestión transparente y profesional ha sido, una vez más, premiado por los mercados con un excelente comportamiento de nuestra acción.

Me gustaría también recalcar los avances que seguimos realizando en materia de gobierno corporativo. De esta forma y como en años anteriores, acompañamos este Informe con el de Gobierno Corporativo y el Informe Ambiental, fruto de nuestro compromiso con la transparencia y el respeto por el entorno en el que se desarrolla nuestra actividad.

Entorno operativo

El calendario de liberalización del sector en España ha demostrado ser uno de los más rápidos y eficientes de la Unión Europea, permitiendo que crezca de manera continuada el número de clientes que acceden al mercado liberalizado. En el año 2004 y prueba de la apertura del mercado, más de un 80% de la demanda total transportada se realizó para el segmento liberalizado en el que se encuentran ya la mayoría de los clientes industriales y ciclos combinados de generación de electricidad a partir de gas natural.

La demanda de gas transportada en el ejercicio 2004 creció un 16% respecto a la alcanzada en el ejercicio anterior, destacando una vez más la demanda de gas para la generación de electricidad, cuyo porcentaje con respecto a la demanda total se situó a final de 2004 en el 20,8% frente al 10,5% de 2003.

El año 2004, sin embargo, no ha estado exento de importantes retos, que gracias al excelente equipo humano de la Compañía han sido resueltos, reforzando si cabe aun más el papel independiente y neutral de Enagás como Gestor Técnico del Sistema. Las tensiones acaecidas en el suministro de gas al sistema en los últimos días del año 2004 como consecuencia de una previsible falta de gas en el mismo fueron solventadas de manera eficiente, con mínimos cortes a clientes con contratos interrumpibles, medida prevista en la legislación europea y española y utilizada como mecanismo habitual para asegurar la flexibilidad del sistema.

Bajo esas circunstancias y durante todo el año 2004, Enagás garantizó el suministro a los clientes que permanecen en el mercado a tarifa, así como a los agentes gasistas con contratos de suministro no interrumpible.

Resultados

Quisiera referirme a continuación a la evolución de los resultados de Enagás durante 2004, un año al que hemos considerado como de transición en cuanto a la obtención de un menor crecimiento operativo pero clave en términos de inversiones y activos puestos en explotación. Ambas magnitudes han alcanzado cifras récord en la historia de la Compañía y permitirán seguir creciendo en resultados y rentabilidad en los próximos ejercicios.

El Beneficio Neto en 2004 alcanzó los 158,1 millones de euros, un 11,3% más que el pasado ejercicio, lo que elevó el Beneficio por acción a 0,66 euros. El Resultado Operativo ascendió a 274,3 millones de euros, lo que representa un aumento del 9,9% sobre el obtenido en el ejercicio 2003. Este incremento se debe fundamentalmente al aumento de los ingresos y a la política de eficiencia operativa y contención de costes de la Compañía.

Por otra parte, y como he comentado anteriormente, en el año 2004 Enagás aceleró su plan inversor, esfuerzo que se traducirá en fuente de ingresos, crecimiento estable y mayor generación de valor a futuro. Así, las inversiones efectuadas alcanzaron la cifra de 468,6 millones de euros, lo que supone un incremento del 10% sobre las realizadas en el año 2003 y las infraestructuras puestas en explotación fueron de 489,1 millones de euros, más del triple que las alcanzadas en 2003.

Los buenos resultados de Enagás en el ejercicio 2004 han permitido proponer para su aprobación en la Junta General de Accionistas un dividendo de 0,33 euros por acción. Esta cantidad representa un incremento del 11% respecto al año anterior y supone distribuir un 50% del Beneficio Neto de la Compañía entre los accionistas.

Solidez y eficiencia financiera

La política financiera de la Compañía mantuvo en 2004 su objetivo de minimizar los riesgos, con el menor coste posible. Asimismo, y en consonancia con la estrategia de creación de valor, Enagás busca la optimización de la estructura de balance, financiando sus actividades mayoritariamente con deuda a largo plazo y coste fijo, en las mejores condiciones posibles.

Siguiendo estos criterios, en el año 2004 se renegociaron las condiciones de algunas facilidades crediticias con el objetivo de reducir su coste y ampliar su duración. Así, en el caso del préstamo sindicado de 1.000 millones de euros, se logró ampliar el plazo de vencimiento desde el año 2008 hasta el año 2010.

El coste medio de la deuda de la Compañía en el año 2004 fue de 2,98%, uno de los niveles más bajos en el sector, que se ha obtenido gracias a la gestión activa de la política financiera de la Compañía en un entorno de bajos tipos de interés.

Evolución bursátil

El año 2004 ha sido otro buen año para las acciones de Enagás. Con una revalorización anual del 41,86%, Enagás ha registrado la mayor apreciación de las compañías energéticas que forman parte del Ibex-35 y la cuarta comparado con la totalidad de los valores del Índice.

De esta forma, la revalorización de nuestra acción desde la salida a Bolsa ha sido del 88%, lo que sitúa a Enagás entre las OPV más rentables de los últimos años.

Por otro lado, los títulos de Enagás mantienen un interés creciente por parte de los inversores, prueba de lo cual es el incremento registrado en los volúmenes contratados en 2004, un 14,5% superiores a los de 2003. La apreciación del valor, junto al incremento de la liquidez, afianza nuestra solidez en el principal Índice de referencia del mercado bursátil español.

En definitiva, las acciones de Enagás se han consolidado en el mercado como un valor estable y de crecimiento, siendo una alternativa única que combina bajo riesgo y alta rentabilidad en un sector inmerso en un proceso de alto desarrollo.

Compromiso con el entorno y la sostenibilidad

Durante el año 2004, Enagás continuó desarrollando sus actividades dentro de una lógica empresarial que permite conjugar los resultados económicos con el respeto al medio ambiente y la responsabilidad social. En este sentido, es un compromiso de Enagás contribuir a transportar el combustible más limpio y eficiente hasta el mayor número de usuarios de todos los sectores, contribuyendo de esta forma a la mejora de la calidad de vida, al desarrollo económico, medioambiental y social, tanto a corto, como a largo plazo.

También me gustaría destacar el compromiso de respeto y protección del medio ambiente que siempre ha presidido nuestras actuaciones. Un año más, damos cumplida y detallada información de nuestras actividades medioambientales en este Informe Anual.

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

Gobierno Corporativo y transparencia

También me gustaría destacar las nuevas iniciativas puestas en marcha en el ejercicio 2004 dirigidas a mejorar las prácticas de Gobierno Corporativo, entre las que destacan la aprobación de un nuevo Reglamento del Consejo y un nuevo Código Interno de Conducta. Además, la Junta General de Accionistas aprobó un nuevo Reglamento adaptado a las nuevas exigencias legislativas. En el pasado ejercicio, además, hemos seguido avanzando en nuestro compromiso de transparencia, aumentando la calidad y cantidad de información y generando mayor confianza a los accionistas e inversores.

El año 2005

Finalmente, y una vez cerrado el año 2004, es importante destacar que el pasado 31 de enero se publicó la Orden Ministerial ITC/102/2005 por la que se establece el régimen retributivo aplicable al año 2005 de las actividades reguladas del sector gasista.

De acuerdo con esta Orden, la retribución total estimada de Enagás para el año 2005, procedente de actividades reguladas, significaría un incremento máximo del 16% respecto al año anterior, lo que confirma la estabilidad del marco regulatorio definido en 2002, y pone de manifiesto la rentabilidad y crecimiento de la estrategia de la Compañía.

El año 2005 se presenta como un año de vital importancia para Enagás. Así, durante este ejercicio se espera la revisión de la Planificación Obligatoria de redes de transporte de gas y electricidad, en la que esperamos se incorporen las inversiones necesarias que garanticen el suministro y el correcto funcionamiento de la red.

También se espera la aprobación y publicación urgente de las Normas de Gestión Técnica del Sistema y el establecimiento de los parámetros técnicos y económicos del primer periodo regulatorio estable de 4 años.

Desde Enagás pensamos, no obstante, que el sistema actual ha demostrado su eficacia, permitiendo el crecimiento del sector en España, su rápido proceso de liberalización y el consi-

guiente aumento de la competencia. Prueba de ello es la reducción de los peajes de acceso al sistema un 10,2% en términos nominales y un 24% en términos reales en el periodo 2001-2005. Asimismo, mantendremos un alto nivel de inversiones en importantes proyectos estratégicos, en un entorno de fuerte crecimiento de la demanda de gas. Un gran reto y, a la vez, una oportunidad de seguir creciendo a largo plazo de manera rentable.

El positivo impacto de la remuneración y las inversiones previstas, añadido al objetivo de control en costes operativos y financieros nos situarán confortablemente en ratios de crecimiento de beneficio y dividendo superiores a los de la media de nuestro sector.

Conclusión

El sólido posicionamiento de Enagás en su sector y el compromiso de independencia, transparencia y excelencia operativa de la Compañía, son elementos claves a la hora de alcanzar nuestros objetivos.

Nuestra estrategia seguirá orientada a la creación de valor para nuestros accionistas, afianzando los objetivos desde una perspectiva financiera prudente, pero de gran rentabilidad. Todo ello, con una política de dividendos muy atractiva que persigue remunerar al accionista de manera sustancial en un entorno de expansión operativa.

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

Muchas gracias.



Antonio González-Adalid
Presidente



Órganos
Rectores



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.

Ramón Blanco Balín

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

- Consejero de Ercros, S.A.
- Consejero de NH Hoteles, S.A.
- Consejero de CLH, S.A.

Carlos Egea Krauel

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

- Consejero de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA).
- Presidente de Ahorro Corporación.

José Manuel Fernández Norniella

(Independiente)

- Presidente del Grupo Ebro Puleva.
- Consejero de Iberia, S.A.
- Consejero de Endesa, S.A.
- Miembro del Consejo Asesor de Abengoa, 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.
- Vocal de la Cámara de Comercio de Barcelona.
- Vocal del Círculo de Economía de Barcelona.
- Asesor de Presidencia de Corporación Empresarial Roca, S.A.

Sir Robert Malpas

(Independiente)

- Chairman de "Evolution".

Dionisio Martínez Martínez

(Independiente)

- Consejero de Invercaixa.
- 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 Peña Rueda S.L. Unipersonal)

- Presidente del Consejo de Administración de Caja de Ahorros de Asturias.
- Presidente del Consejo de Administración de Hidrocantábrico.
- Presidente de Naturcorp Redes S.A.U.
- Vocal del Consejo de Administración de la Confederación Española de Cajas de Ahorros.
- Vocal de la Junta Directiva de UNESA.

Luis Javier Navarro Vigil

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

- Presidente de BP España, S.A.
- 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 Metrovacesa, S.A.
- Consejero de Abertis Infraestructuras, S.A.
- Consejero de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA).

Martí Parellada Sabata

(Independiente)

- Catedrático de Economía Aplicada de la Universidad de Barcelona
- Director del Instituto de Economía de Barcelona.
- Presidente de la Asociación Española de Ciencia Regional.
- Consejero de la Agrupación Mutua del Comercio y de la Industria.

Ramón Pérez Simarro

(Independiente)

José Riva Francos

(Independiente)

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

Vicente Sala Belló

(Consejero Dominical. Representante de Caja de Ahorros del Mediterráneo)

- Presidente del Consejo de Administración de la Caja de Ahorros del Mediterráneo (CAM).
- Presidente del Consejo de Administración de Euroinformarket.
- Presidente de EBN Banco, S.A.

Rafael Villaseca Marco

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

- Consejero Delegado de Gas Natural SDG, S.A.
- Consejero Director General del Grupo Panrico.
- Presidente de Túneles y Accesos de Barcelona C.S.A.
- Presidente de Túnel del CADI C.S.A.

Secretario del Consejo

Luis Pérez de Ayala Becerril

Vicesecretaria del Consejo

Beatriz Martínez-Falero García



**Antonio González-Adalid
García-Zozaya**



**Jesús David Álvarez
Mezquíriz**



Ramón Blanco Balín



Carlos Egea Krauel



**José Manuel Fernández
Norniella**



Salvador Gabarró Serra



Sir Robert Malpas



**Dionisio Martínez
Martínez**



**Manuel Menéndez
Menéndez**



**Luis Javier Navarro
Vigil**



José Luis Olivas Martínez



Martí Parellada Sabata



Ramón Pérez Simarro



José Riva Francos



Vicente Salá Belló



Rafael Villaseca Marco

Durante parte del Ejercicio 2004 desempeñaron el cargo de Consejero Juan Badosa Pagés, quien cesó en su cargo el 21 de mayo de 2004, siendo nombrado en su lugar, el 17 de junio de 2004, Ramón Pérez Simarro; Antonio Brufau Niubó, quien cesó en su cargo el 18 de noviembre de 2004, siendo nombrado en su lugar Salvador Gabarró Serra.

Durante el 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.

Comisión de Auditoría y Cumplimiento

Presidente: **Luis Javier Navarro Vigil.**

Miembros: **Sir Robert Malpas.**
José Luis Olivas Martínez.
Martí Parellada Sabata.

Secretario: **Luis Pérez de Ayala Becerril.**

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

Presidente: **Salvador Gabarró Serra.**

Miembros: **Dionisio Martínez Martínez.**
Ramón Pérez Simarro.

Secretario: **Luis Pérez de Ayala Becerril.**

Comité de Dirección

Antonio González-Adalid García-Zozaya
(Presidente)

Antonio García Mateo
*(Director General de Tecnología, Ingeniería
y Compras)*

Javier González Juliá
(Director General de Operación del Sistema)

Juan Manuel Llabrés Estabén
(Director General de Estrategia y Regulación)

José Ferrándiz Alarcón de la Lastra
(Secretario Técnico)

Diego de Reina Lovera
(Director Financiero)

Erundino Neira Quintas
(Director de Recursos Humanos)

Luis Pérez de Ayala Becerril
(Director de Asuntos Jurídicos)

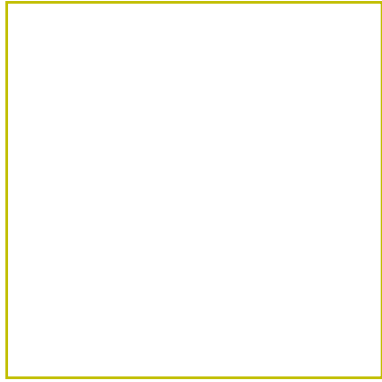
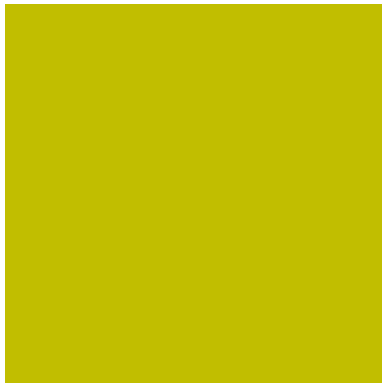
Ramón Sánchez Valera
(Director de Infraestructuras)





Síntesis del Ejercicio





↗ Síntesis del Ejercicio

16 de enero: Standard & Poor's elevó la calificación crediticia de la Compañía hasta AA- estable" a largo plazo y "A-1+" estable a corto plazo, señalando las buenas perspectivas de generación de resultados y el fortalecimiento de la posición financiera de la Compañía.

19 de enero: Se publicó la Orden ECO/31/2004, en la que se estableció el régimen retributivo aplicable al año 2004 de las actividades reguladas del sector gasista.

Adicionalmente, ese mismo día se publicaron las Órdenes Ministeriales ECO 32/2004 y ECO 33/2004 que establecieron las tarifas

de gas natural del mercado regulado y los peajes y cánones de acceso a terceros a las instalaciones gasistas.

23 de febrero: Enagás suscribió con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) un préstamo a largo plazo de 200 millones de euros para financiar nuevas infraestructuras gasistas.

1 de marzo: El Consejero de Enagás, Bancaja, sustituyó a Arturo Alario Mifsud como su representante en el Consejo, designando a José Luis Olivas Martínez para que en su nombre y representación desempeñara las funciones propias del cargo.

3 de marzo: La demanda de gas natural en España alcanzó un nuevo récord al llegar a los 1.246 Gigawatios hora (GWh).

11 de marzo: Enagás firmó un Acuerdo Marco de Colaboración, a largo plazo, con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) en el que la Compañía manifestó su interés en que dicha Institución Europea participara en la financiación de sus proyectos de inversión para los próximos años.

24 de marzo: Enagás remitió a la CNMV el Informe de Gobierno Corporativo correspondiente al año 2003.

25 de abril: Enagás celebró su Junta General de Accionistas en segunda convocatoria, en la que se aprobaron las siete propuestas de acuerdos que se presentaron al sometimiento de la Junta.

Tras aprobarse el segundo acuerdo se nombraron como Consejeros Dominicales de la Compañía a Enrique Locutura Rupérez, y a la entidad "Peña Rueda, S. L. Unipersonal" propuesta como Consejera por el accionista Cajastur.

También se procedió a reelegir, como Consejeros por un nuevo periodo de cuatro años, a Antonio González-Adalid García-Zozaya, como Consejero Ejecutivo, y a Ramón Blanco Balín, como Consejero Dominical.

24 de mayo: La sociedad Peña Rueda, S.L. Unipersonal designó como representante suyo en el Consejo a Manuel Menéndez Menéndez. Por otra parte, Juan Badosa Pagés cesó como Consejero, tras presentar su dimisión en el Consejo celebrado el 21 de mayo de 2004.

21 de junio: El Consejo de Administración de Enagás, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, nombró como Consejero Dominical a Ramón Pérez Simarro. También se le



nombró miembro de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento de Enagás.

Este mismo día, Enagás firmó una operación de préstamo de 450 millones de euros con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para cubrir parcialmente sus necesidades de financiación hasta el año 2006.

06 de julio: La agencia de calificación Moody's revisó la perspectiva del rating a largo plazo de Enagás, actualmente situado en A2, elevándola desde estable a positiva. Al mismo tiempo, Moody's asignó a la Compañía una calificación crediticia a corto plazo de Prime-1.

07 de julio: Enagás abonó un dividendo complementario bruto por acción de 0,17744 euros con cargo a los beneficios del ejercicio 2003, tal y como se aprobó en la Junta General de Accionistas.

Ese mismo día se adjudicó a Enagás el proyecto del gasoducto que unirá la red peninsular con Ibiza y Mallorca.

19 de noviembre: El Consejo de Administración de Enagás nombró a Salvador

Gabarró Serra como nuevo Consejero Dominical, en sustitución de Antonio Brufau Niubó que presentó su dimisión en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley 24/1988, de 28 de julio.

Asimismo, el Consejo de Administración acordó designar a Salvador Gabarró Serra Presidente de la Comisión de Nombres y Retribuciones de Enagás, cargo que hasta su dimisión ostentaba el consejero Antonio Brufau Niubó.

24 de noviembre: Enagás renegoció las condiciones del préstamo sindicado de 1.000 millones de euros firmado en abril de 2003, que permitirán a Enagás reducir su coste de la deuda y aumentar el plazo de vencimiento de dicho préstamo.

02 de diciembre: Enagás renegoció las condiciones de los préstamos firmados con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por importe total de 350 millones de euros.

13 de diciembre: De acuerdo a la normativa bursátil, el Comité Asesor Técnico del Índice Ibex 35, acordó aumentar la ponderación de Enagás en el Ibex 35 desde el 60% hasta el 80% de la capitalización bursátil. Para dicha revisión, se tuvo en cuenta el aumento en el capital flotante de la Compañía, que a 31 de diciembre era del 49,958%.

17 de diciembre: El Consejo de Administración de Enagás aprobó el pago de un dividendo bruto de 0,13 euros por acción, a cuenta del Beneficio Neto del ejercicio 2004. El pago de dicho dividendo se efectuó el 12 de enero de 2005.

20 de diciembre: El Club de Periodistas de Energía, otorgó el Premio Iluminado al mejor departamento de comunicación a la Dirección de Relaciones Externas de Enagás.





Desarrollo 2005

20 de enero: Se inauguró el nuevo gasoducto Huelva-Madrid y la estación de compresión de Villafranca de Córdoba. El acto estuvo presidido por Sus Altezas Reales, los Príncipes de Asturias, el Ministro de Industria, José Montilla, el Secretario General de Energía, Antonio Fernández Segura y por los Presidentes de las Comunidades Autónomas de Andalucía, Manuel Chaves y Castilla-La Mancha, José María Barreda, entre otras autoridades.

El gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid consta de cinco tramos de una longitud total de 636 kilómetros.

27 de enero: La demanda de gas natural, tras varios días consecutivos superando máximos, alcanzó los 1.503 GWh como consecuencia de las bajas temperaturas que se registraron en el país.

Este récord histórico, con respecto a la punta invernal del año 2004, registrada el 3 de marzo, en la que se alcanzó un con-

sumo diario de 1.246 GWh, supuso un incremento del 20,5%.

31 de enero: Se publicó la Orden Ministerial ITC/102/2005 por la que se establece el régimen retributivo aplicable al año 2005 de las actividades reguladas del sector gasista.

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

18 de febrero: Enrique Locutura Rupérez dimitió como miembro del Consejo de Administración de Enagás, S.A. Para sustituirle, Gas Natural SDG propuso al Consejero Rafael Villaseca Marco, que ostentaba la condición de independiente, y que en el mes de enero de 2004 fue designado Consejero Delegado de Gas Natural. Rafael Villaseca Marco pasó a ser considerado como Consejero Dominical a propuesta de Gas Natural SDG.



Igualmente, Rafael Villaseca Marco dimitió como miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de Enagás. 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 acordó nombrar como Consejero Independiente de la Compañía a Martí Parellada Sabata.

Igualmente Martí Parellada pasó a formar parte de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento de Enagás.

Desarrollo del Marco Regulatorio

Orden ECO/31/2004, por la que se establece el régimen retributivo aplicable al año 2004 de las actividades reguladas del sector gasista

En enero de 2004 se publicó la Orden Ministerial en la que se estableció el régimen retributivo aplicable al año 2004 de las actividades del sector gasista.

De acuerdo con esta Orden, la retribución total estimada de Enagás para el año 2004, procedente de actividades reguladas, significaría un incremento máximo del 9% respecto al año anterior.

Órdenes Ministeriales ECO 32/2004 y ECO 33/2004

En dichas Órdenes Ministeriales se establecieron las tarifas de gas natural del mercado regulado para el ejercicio 2004, que bajaron un 0,8% para los consumidores domésticos y pymes. Igualmente, se publicaron los peajes y cánones de acceso a terceros a las instalaciones gasistas que bajaron un 0,6%.

Real Decreto 1716/2004, por el que se 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

Respecto al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, el Real Decreto estableció la obligación de mantener un volumen de gas natural equivalente a 35 días de las ventas o consumos de carácter firme en los 12 meses anteriores, fijándose para su cómputo un período de tres meses entre la terminación de los 12 meses considerados y la fecha de contabilización de las existencias.

Como existencias de seguridad, son computables las almacenadas en:

- Plantas de regasificación de la red básica del sistema, en forma de gas natural líquido.
 - Almacenamientos subterráneos, en la parte que pueda ser extraíble (existencias medias de los 12 últimos meses).
 - Depósitos en plantas de regasificación, no pertenecientes a la red básica, en relación con los consumos suministrados por ellas.
- También se consideran existencias de seguridad:

- Almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte.
- En el caso del gas a bordo de buques, se consideró como reserva de seguridad el gas de los metaneros que estén en los puertos; en tráfico de cabotaje dentro de las fronteras o los que estén en tránsito hacia el mercado español, con fecha programada de descarga en un plazo no superior a 3 días.

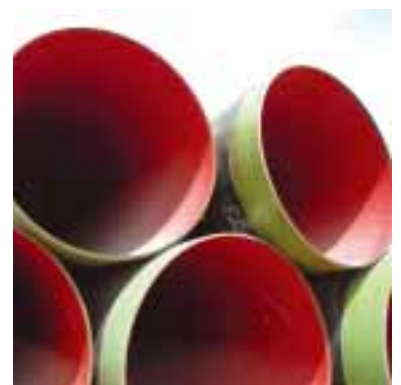
En cualquiera de los casos, las reservas deben almacenarse en lugar y modo que puedan asegurar el suministro durante 60

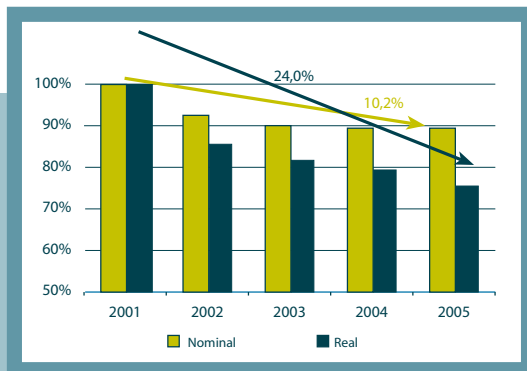


días a los consumidores firmes en condiciones meteorológicas medias.

En cuanto a la obligación de diversificar los abastecimientos de gas natural, el texto estableció que los operadores que incorporen gas al sistema se encuentran obligados a diversificar sus abastecimientos cuando en la suma de todos ellos, la proporción de los provenientes de un mismo país supere el 60%.

Dichas obligaciones afectan a los transportistas que incorporen gas al sistema, así como los comercializadores y consumidores que hagan uso de los derechos de acceso a la red gasista, en relación con





Evolución de los peajes de acceso a la red de transporte 2001-2005.

sus consumos o ventas de carácter firme. Adicionalmente, el nuevo texto regula las condiciones que debe tener un suministro para considerarlo de carácter interrumpible a los únicos efectos de determinar las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas y de diversificación de suministro. De esta forma, para que un consumidor final de gas natural pueda tener un suministro de carácter interrumpible, debe tener combustible alternativo, un consumo mínimo de 10 GWh/año y ser suministrado a una presión superior a 4 bar. Además, el contrato entre el cliente y el comercializador debe permitir al Gestor Técnico del Sistema la interrupción del

suministro, en la parte interrumpible, con un preaviso de 24 horas, en caso de emergencia o posible amenaza de desabastecimiento.

Directiva 2004/67/CE del Consejo de la Unión Europea de 26 de abril de 2004, relativa a garantizar la seguridad del suministro de gas natural

En esta Directiva se definieron las medidas destinadas a garantizar un nivel adecuado de seguridad del suministro de gas para los países de la Unión Europea. Dichas medidas contribuyen al buen funcionamiento del mercado interior del gas y establecen un marco común con arreglo al cual los Estados miembros determinan unas políticas generales transparentes y no discriminatorias de seguridad del suministro compatibles con las exigencias de competitividad del mercado interior del gas.

El texto precisa las funciones y responsabilidades generales de los diferentes agentes que intervienen en el mercado y establece los procedimientos no discriminatorios para garantizar la seguridad del suministro de gas.

Desarrollo 2005

Orden ITC /102/2005, por la que se establece el régimen retributivo aplicable al año 2005 de las actividades reguladas del sector gasista

El 31 de enero de 2005 se publicó la Orden ITC/102/2005, por la que se estableció el régimen retributivo aplicable al año 2005 de las actividades reguladas del sector del gas natural en España.

De acuerdo con esta Orden, la retribución total estimada de Enagás para el año 2005, procedente de actividades reguladas, supondrá un incremento máximo del 16% 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 2003, más la retribución para los activos puestos en servicio durante el año 2004 y la previsión de retribución asignable a las instalaciones con puesta en explotación estimada a lo largo del año 2005.

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

La mayor parte del incremento en la retribución de 2005 se debe al importante volumen de activos puestos en explotación durante 2004, que alcanzaron un importe de 489,1 millones de euros.

Para la actualización de la retribución de 2005 se corrigieron las previsiones aplicadas de los datos del IPC e IPRI del año 2003, 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.

La retribución reconocida a Enagás confirma la estabilidad del Marco Regulatorio definido en 2002, y pone de manifiesto la rentabilidad y crecimiento de la actividad de la Compañía.



Órdenes Ministeriales ITC 103/2005 y ITC 104/2005

EL 31 de enero de 2005 se publicó además la Orden ITC/103/2005, en la que se establecieron los peajes y cánones para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la Orden Ministerial ITC/104/2005, relativa a las tarifas aplicables para el gas natural.

Los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a la red gasista se mantuvie-

ron constantes respecto al ejercicio 2004 y las tarifas medias aumentaron un 0,14% para clientes domésticos y un 0,57% para clientes industriales.

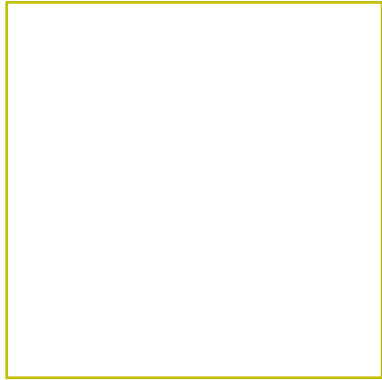
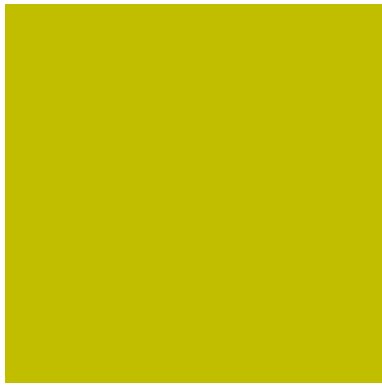
Desde el año 2001 los peajes de acceso al sistema se han reducido un 10,2% en términos nominales y en torno al 24% en términos reales, si se considera la previsión de inflación del Gobierno para 2005.





Accionistas
e Inversores





↗ Accionistas e Inversores

Los mercados bursátiles durante 2004 estuvieron marcados por el afianzamiento de la recuperación económica iniciada el año anterior, si bien en unos niveles de crecimiento muy modestos, el encarecimiento del petróleo y la incertidumbre geopolítica. Todos estos factores ralentizaron la recuperación de las Bolsas durante la primera mitad del ejercicio.

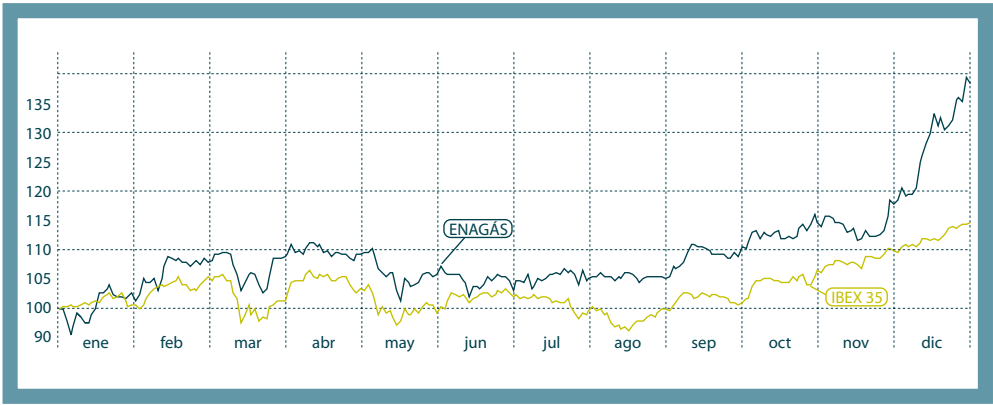
Durante la segunda mitad del año, sin embargo, los mercados experimentaron una significativa recuperación, que permitió cerrar un año muy positivo en las principales plazas bursátiles internacionales y, por segundo año consecutivo, se re-

gistraron subidas en los índices más importantes de Europa y Estados Unidos.

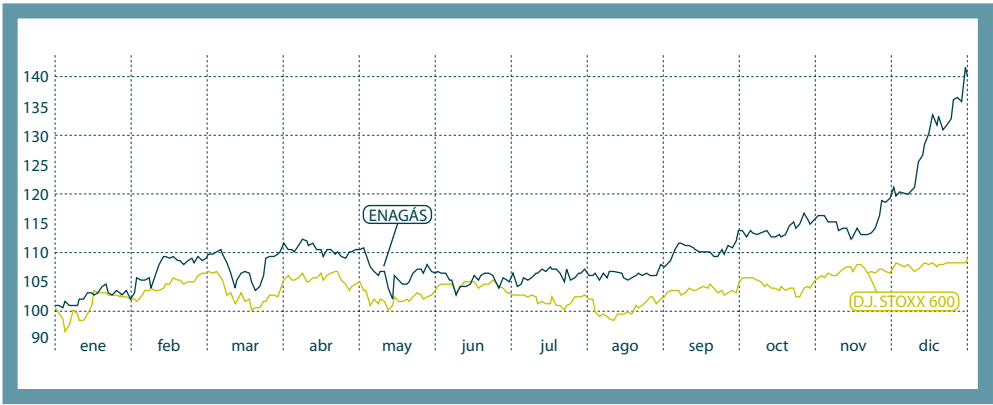
En este contexto, el Ibex 35 cerró el ejercicio en 9.081 puntos registrando una revalorización anual del 17,37% y situándose entre los índices europeos con mejor comportamiento en el año.

Evolución del Valor

En el año 2004 la acción de Enagás se revalorizó un 41,86%, hasta los 12,20 euros por acción. Su comportamiento fue más positivo que el de todos sus índices de referencia: IGBM (+18,70%), Ibex 35



Enagás vs Ibex 35 en 2004

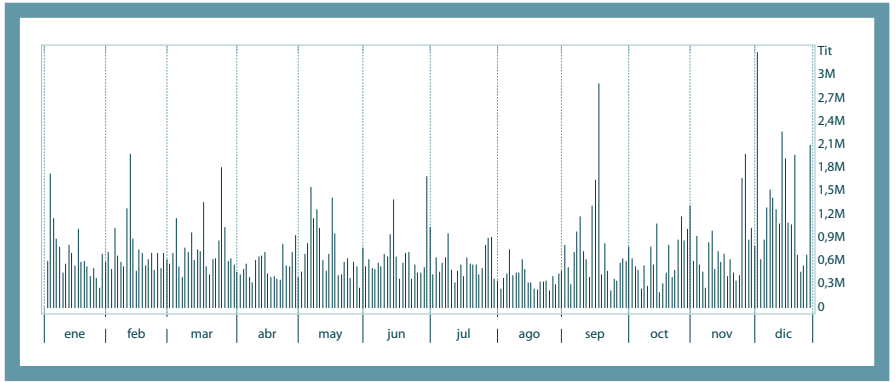


Enagás vs D.J. Stoxx 600 en 2004

(+17,37%), Ibex Utilities (+18,39%) y Dow Jones Stoxx 600 (+9,60%).

Enagás fue el cuarto valor de mayor rentabilidad de todos los componentes del Ibex 35 y el de mejor comportamiento entre todas las acciones de las utilities europeas. El máximo anual del valor se alcanzó el 30 de diciembre, con un cierre de 12,20 euros por acción y cotizó su nivel mínimo el 8 de enero con 8,19 euros por acción. La cotización media del año fue de 9,44 euros por título.

El número de acciones de Enagás negociadas durante el año 2004 fue de 255,7 mi-



Volumen de Enagás en 2004

➤ VARIABLES BURSÁTILES Y FINANCIERAS POR ACCIÓN

	2002	2003	2004
Nº de acciones (millones)	238,7	238,7	238,7
Capitalización (millones de euros)*	1.384,5	2.053,1	2.912,6
Precio 31 diciembre	5,80	8,60	12,20
Cotización máxima	6,49	8,68	12,20
Cotización mínima	5,11	5,79	8,19
Media	5,73	7,13	9,44
Días cotizados	128	250	250
<hr/>			
Volumen de acciones (millones)	304,5	223,3	255,7
Volumen efectivo (millones de euros)	1.903,5	1.574,5	2.416,2
<hr/>			
Beneficio neto por acción (BPA)*	0,46	0,59	0,66
Cash-flow por acción (CFPA)*	0,86	1,04	1,19
Valor contable por acción *	3,57	3,91	4,26
<hr/>			
PER (Precio/Beneficio neto)*	12,61	14,58	18,42
PCF (Precio/Cash Flow Neto por acción)*	6,74	8,27	10,29

* Datos a 31 de diciembre

llones, un 14,5% superior al dato registrado a diciembre de 2003. El volumen efectivo contratado fue de 2.416,2 millones de euros, siendo el vigésimo quinto valor del mercado continuo más negociado.

La capitalización bursátil de la Compañía a 31 de diciembre era de 2.912,6 millones de euros, situándose por tercer año consecutivo como uno de los valores de capitalización media más líquidos. La ponderación de la acción de Enagás en el Ibex 35 se situó al finalizar el año en el 0,51%. De acuerdo a la normativa bursátil, el Comité Asesor Técnico de la Sociedad de Bolsas acordó, con efecto 1 de julio de 2004, reducir la participación de Enagás

en el Ibex 35 al 60% de su capitalización bursátil. Sin embargo, tras la revisión efectuada en el mes de diciembre y considerando un capital flotante del 49,958%, se incrementó al 80%, con efecto desde enero de 2005.

Estructura Accionarial

A 31 de diciembre de 2004, 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. Este Capital Social está

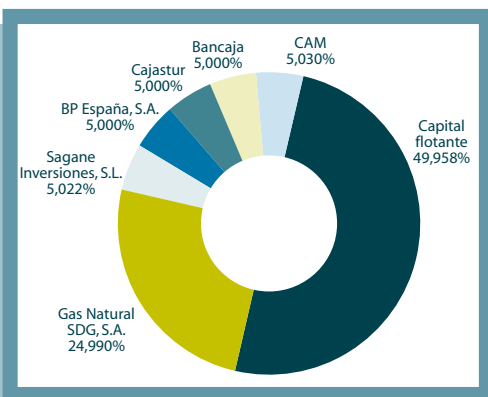
representado mediante anotaciones en cuenta, siendo Iberclear y sus entidades adheridas los responsables del registro contable de las acciones de Enagás. Durante el año 2004 se produjeron variaciones en las participaciones significativas en el capital de Enagás. Gas Natural SDG, S.A. redujo en el transcurso del año un 14,562% su participación en el capital de la Compañía, finalizando el ejercicio 2004 con un 24,990% de las acciones de Enagás. Asimismo, la Caja de Ahorros del Mediterráneo comunicó a

la CNMV el día 23 de marzo de 2004 que su participación en el capital de Enagás ascendía al 5,030%, lo que supone haber aumentado un 1,511% la participación con la que terminó el ejercicio 2003.

En el resto de accionistas significativos y participaciones, no hubo cambios respecto a 31 de diciembre de 2003: Sagane Inversiones, S.L. 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% y la Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante (Bancaja) con el 5,000%.

El capital flotante ("free float") de la Compañía a 31 de diciembre se situó en el 49,958% sobre el total de acciones de Enagás.

Del accionariado identificado como capital flotante, y según los datos proporcionados por Iberclear con motivo de la Junta General de Accionistas 2004, aproximadamente



Nº de acciones por accionista	Accionistas	Total acciones	Participación en el capital
Hasta 500	91.437	18.376.724	7,70%
501 - 10.000	8.265	9.732.713	4,08%
10.001 - 30.000	237	3.975.493	1,67%
30.001 - 50.000	54	2.053.243	0,86%
50.001 - 100.000	46	3.156.288	1,32%
100.001 - 500.000	65	13.877.782	5,81%
500.001 - 2.000.000	21	18.880.625	7,91%
Más de 2.000.001	10	168.681.392	70,66%
Total	100.135	238.734.260	100%

* Datos proporcionados por Iberclear con motivo de la Junta General de Accionistas 2004

un 20% es nacional, mientras que el 80% restante corresponde a inversores internacionales, fundamentalmente localizados en Estados Unidos, Reino Unido y Alemania.

Consejo de Administración

A 31 de diciembre de 2004, el Consejo de Administración de Enagás poseía directa o indirectamente un total de 23.957.258 acciones, es decir, un 10,03% del capital social. A 31 de diciembre, las participaciones comunicadas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) eran las siguientes:

- Caja de Ahorros del Mediterráneo (Consejero Dominical): 12.002.000 acciones.
- Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante (Consejero Dominical): 11.936.713 acciones.

- Sir Robert Malpas (Consejero Independiente): 12.000 acciones.
- Antonio González-Adalid García-Zozaya (Presidente del Consejo de Administración): 6.069 acciones.
- Rafael Villaseca Marco (Consejero Dominical): 356 acciones.
- Ramón Pérez Simarro (Consejero Independiente): 100 acciones.
- Salvador Gabarró Serra (Consejero Dominical): 10 acciones.
- Luis Javier Navarro Vigil (Consejero Dominical): 10 acciones.

José Luis Olivas Martínez, representante de Bancaja en el Consejo de Administración de Enagás posee 1.668 acciones de la Compañía.

El resto de los componentes del Consejo de Administración de Enagás no poseen participaciones directas o indirectas en el capital de la empresa.

➤ DIVIDENDOS

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

Dividendos

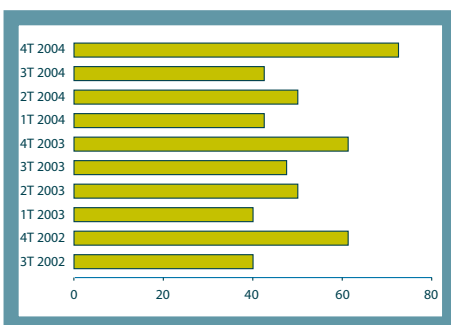
Los resultados obtenidos por Enagás en el ejercicio 2004 permiten proponer a la Junta General de Accionistas un reparto de dividendo de 0,33 brutos por acción, lo que supone, en caso de su aprobación, un aumento del 11,3% respecto al repartido en el ejercicio anterior y un incremento acumulado del 43,5% en los últimos 3 años.

Este dividendo supone distribuir entre los accionistas 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 2,71% sobre la cotización de cierre de 2004.

Transparencia y Comunicación

La transparencia informativa con los mercados financieros ha sido una prioridad para Enagás desde su salida a Bolsa en 2002. Para cumplir dicho compromiso, Enagás potencia 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.



N.º de asistentes en las conferencias de resultados

Durante el año 2004, Enagás continuó intensificando su política de transparencia y comunicación con los accionistas, inversores institucionales y analistas bursátiles. Los cauces más utilizados son las presentaciones en foros, reuniones, conferencias y roadshows en las principales plazas financieras. Así, durante 2004:

- Se realizaron cuatro multiconferencias de resultados trimestrales, como viene siendo habitual desde la OPV de la Compañía en 2002. La audiencia media en dichas conferencias mantiene una tendencia alcista.



- 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.

Durante el pasado ejercicio, un total de 34 instituciones financieras publicaron opiniones sobre la Compañía, frente a 33 que lo hicieron en 2003. 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). La Dirección de Relación con Inversores de Enagás es miembro de la Junta Directiva de AERI (Asociación Española de Rela-

Accionistas e Inversores

ciones con Inversores) y miembro de honor del European Council on Investor Relations.

Por otro lado, y en cumplimiento con lo previsto por la legislación, 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 2004, se realizaron un total de 32 comunicaciones.

El contacto telefónico y las direcciones de correo electrónico puestas a disposición de los inversores (investors@enagas.es) y accionistas (accionistas@enagas.es) fueron dos medios adicionales de comunicación muy utilizados el pasado ejercicio. Así, se contestaron un total de 800 emails, atendiendo las consultas y peticiones de los accionistas y otros interesados en la Compañía.

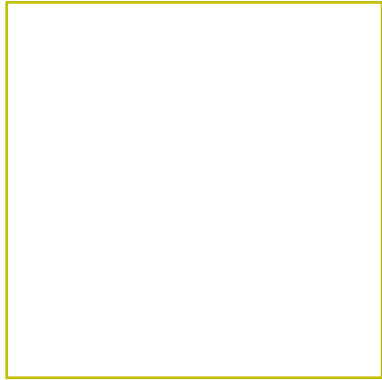
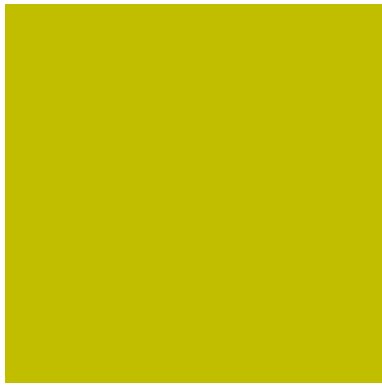
La Oficina del Accionista de Enagás, que dispone de un teléfono gratuito de atención (900 100 399), registró un total de 1.350 llamadas y realizó más de 900 envíos postales.





Informe de
Gestión
Consolidado





➤ Informe de Gestión Consolidado

Principales Magnitudes

Enagás obtuvo un Beneficio Neto Consolidado de 158,1 millones de euros, lo que representa un crecimiento del 11,3% respecto al del año 2003.

Cabe destacar que las cifras de ambos años son comparables por primera vez desde la salida a Bolsa de Enagás, al coincidir vigente el mismo marco regulatorio, que entró en vigor el 19 de febrero de 2002.

➤ RESULTADOS ANUALES CONSOLIDADOS (Millones de euros)

	2001	2002 (*)	2003	2004	Var.% 03/04
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	249,4	333,7	383,0	419,1	+9,4%
Resultado Neto de Explotación (EBIT)	138,1	207,2	249,5	274,3	+9,9%
Resultado de Actividades Ordinarias	98,1	167,8	217,8	241,3	+10,8%
Resultado Neto antes de Extraordinarios	78,7	109,3	142,3	157,3	+10,5%
Resultado Neto después de Impuestos	117,8	110,1	142,0	158,1	+11,3%

MAGNITUDES FINANCIERAS (Millones de euros)

	2001	2002 (*)	2003	2004
Total Activos	2.754,6	2.895,7	3.093,0	3.471,8
Fondos Propios	779,6	852,4	932,3	1.017,3
Deuda Financiera Neta	1.062,2	1.253,0	1.278,7	1.426,6
Inversiones	216,8	192,3	426,3	468,6
Cash Flow Neto	142,3	205,2	248,8	283,0
Deuda Neta/EBITDA	4,26 x	3,75 x	3,33 x	3,40x
Cobertura de Intereses sobre EBITDA	6,88 x	8,47 x	12,1 x	12,7x
Deuda Neta/Total Activos	38,6%	43,3%	41,3%	41,1%
ROE después de impuestos	9,6%	13,4%	15,9%	16,2%
ROCE después de impuestos	5,0%	6,9%	7,5%	7,7%

(*) Los resultados no son comparables como consecuencia del cambio en el marco regulatorio a partir del 19-feb-02

Resultados

Ingresos

En el año 2004 el Margen Bruto de la Cifra de Negocio ascendió a 620,9 millones de euros, un 6,7% por encima de la cifra alcanzada en el año 2003.

A este aumento contribuyó el incremento en la retribución total procedente de actividades reguladas, que se especificó en la Orden ECO/31/2004.

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

- Ingresos por ventas de gas que ascendieron a 726,1 millones de euros, un 30% menos que en el ejercicio anterior. Las compras de gas correspondientes a estos contratos fueron de 720,6 millones de euros.

Estos ingresos se derivan de la venta de gas natural, a un precio aprobado oficialmente por la Administración, a las

compañías distribuidoras o transportistas para su posterior distribución al mercado a tarifa. La disminución en esta partida se corresponde con la evolución de la cuota de dicho mercado que a finales del 2004 representó el 19,4% sobre el total, respecto al 23,3% alcanzado a 31 de diciembre de 2003.



➤ PRESTACIONES DE SERVICIOS (Millones de euros)

Sociedad	2001	2002	2003	2004
Enagás	165,7	418,1	517,6	554,7
Gasoducto Al-Andalus, S.A	5,7	6,2	6,4	6,6
Gasoducto Extremadura, S.A	1,2	5,3	5,5	5,2
Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A	2,2	2,2	2,3	2,2
Gasoducto Braga-Tuy, S.A	-	0,2	0,2	0,3
Total	174,8	432,0	531,9	569,0

- Ingresos por prestaciones de servicios: obtenidos por actividades reguladas e ingresos del resto de las sociedades participadas por Enagás por actividades no reguladas. Éstos ascendieron a 569 millones de euros, es decir, un 7% por encima de los 531,9 millones obtenidos a finales de 2003.
- Otros ingresos de explotación: esta partida contabiliza tres conceptos; las subvenciones reflejadas en balance y aplicadas e ingresos en función de la vida útil

de los activos materiales a los que subvencionan, ingresos adicionales accesorios y de gestión corriente y, por último, trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado. El importe de esta partida ascendió a 46,4 millones de euros.

Gastos

Los costes operativos se mantuvieron en línea a los registrados en los años 2001, 2002 y 2003, de acuerdo con los objetivos de la Compañía de mejorar su eficiencia operativa.

➤ OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN (Millones de euros)

	2001	2002	2003	2004
Arrendamientos y cánones	62,4	57,9	56,9	58,8
Reparación y conservación	18,9	21,6	20,8	20,8
Servicios profesionales independientes	6,6	9,2	9,0	9,6
Transportes	16,3	17,0	15,6	16,6
Primas y seguros	2,2	4,4	6,7	5,3
Servicios bancarios y similares	0,3	0,2	0,2	0,4
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	0,4	4,0	1,3	1,3
Suministros	9,0	10,5	14,2	13,9
Otros servicios	19,2	12,9	6,7	8,6
Total	135,3	137,7	131,4	135,3

- Los Gastos de Personal alcanzaron los 57,9 millones de euros, un 0,2% por debajo de la cifra resultante el año anterior. La plantilla a 31 de diciembre de 2004 se situó en 904 personas, respecto a los 878 empleados del año 2003.
- La partida otros gastos de explotación ascendió a 135,3 millones de euros, un 1,4% superior a la obtenida en el año 2003. Cabe destacar que en esta cifra se encuentran neteados los gastos originados por tasas portuarias, que se contabilizan en la partida de otros ingresos de explotación una vez que se originan.
- Otros gastos externos alcanzaron la cifra de 8,6 millones de euros, respecto a los 7,3 millones de euros contabilizados el año anterior.

Cash Flow Operativo (EBITDA)

El Cash Flow Operativo (EBITDA) de la Compañía creció un 9,4%, hasta 419,1 millones de euros, dada la positiva evolución del Margen Bruto de la Cifra de Negocio.

Las inversiones puestas en explotación a lo largo del ejercicio por valor de 489,1 millones de euros supusieron un aumento en las dotaciones a la amortización del inmovilizado, que alcanzó la cifra de 144,8 millones de euros, un 8,5% superiores a las registradas en el año 2003.

Resultado Operativo (EBIT)

Como consecuencia de todo lo anterior, el Resultado Operativo (EBIT) fue de 274,3 millones de euros, un 9,9% superior a los 249,5 millones de euros acumulados a diciembre de 2003.

Resultado Financiero

El Resultado Consolidado de las Operaciones Financieras, considerando la activación de gastos financieros (7,1 millones de euros), alcanzó la cifra negativa de 33 millones de euros. Los gastos por intereses registraron en diciembre un importe de 35,2 millones de euros, lo que supuso mantenerlos prácticamente constantes respecto al año 2003. En el último trimestre del ejercicio se contabilizó un gasto financiero de 3,1 millones de euros correspondientes a la amortización anticipada de la comisión de apertura del préstamo sindicado firmado en abril de 2003 y renegociado en noviembre de 2004.

La cobertura de gasto financiero por EBITDA a 31 de diciembre de 2004 fue de 12,7 veces, uno de los multiplicadores más altos del sector que demuestra la actual liquidez y solvencia de Enagás.

Resultados Extraordinarios

Durante el ejercicio 2004 se contabilizaron ingresos extraordinarios y no recurrentes por valor de 1,3 millones de euros. Las principales partidas para la obtención de esta cifra total están desglosadas en la nota número 24 de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2004.

Beneficio Neto

Enagás alcanzó en el año 2004 los 158,1 millones de euros como Resultado Consolidado después de impuestos, cifra que representa un crecimiento del 11,3% respecto al obtenido en el ejercicio anterior.



Inversiones

Durante el año 2004, el importe acumulado de inversiones puestas en explotación ascendió a 489,1 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 de la Compañía.

Este volumen de activos significa un récord histórico para Enagás y supone más que triplicar la cifra alcanzada en el año anterior. Las inversiones del año ascendieron a 468,6 millones de euros, un 9,9% superior a la obtenida en el año 2003. El 53,5% del total de las inversiones efectuadas se destinaron a la construcción o ampliación de la red de transporte, el 45,5% 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 tras-

curso del año por importe de 342,2 millones de euros. Dentro de las inversiones aprobadas en el ejercicio hay que destacar la correspondiente al gasoducto submarino a Baleares, proyecto que se adjudicó a Enagás el 7 de julio de 2004. La Compañía ya ha realizado estudios del gasoducto en sus tramos terrestres y submarinos para encontrar la mejor alternativa medioambiental y de máxima eficiencia para la construcción de las infraestructuras que proveerán de gas natural a las Islas Baleares.

Financiación

Cash Flow Neto

Los recursos procedentes de las operaciones generados en el ejercicio 2004 ascendieron a 283 millones de euros, un 13,7% superior a la registrada en el año 2003.

Evolución del Endeudamiento Financiero

En el área financiera, Enagás llevó a cabo durante el ejercicio 2004 importantes

➤ RECURSOS CONSOLIDADOS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES (Millones de euros)

Sociedad	2001	2002	2003	2004
Resultado del ejercicio	117,8	110,1	142,0	158,1
Dotación a las amortizaciones	111,3	126,5	133,6	144,8
Gastos a distribuir en varios ejercicios	1,1	-0,8	0,6	0,9
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	-25,6	-29,7	-28,6	-26,9
Aplicación neta de provisión para riesgos y gastos	-58,8	0,8	1,0	6,5
Variación provisión inmovilizado material	-5,3	-1,4	0,3	-0,4
Beneficio en la enajenación inmovilizado	-3,0	-0,2	-	-
Recursos procedentes de operaciones	142,3	205,2	248,8	283,0

avances de acuerdo con la política de la Compañía, 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 2004, ascendió a 1.426,6 millones de euros, un 11,6% superior a los 1.278,7 millones de euros acumulados a diciembre de 2003. Al finalizar el ejercicio, el 95% de la deuda financiera era a largo plazo y un 70% se encuentra cubierta mediante instrumentos derivados a un coste fijo máximo del 4,66%.

El ratio de endeudamiento (deuda financiera neta sobre total de activos) se situó en el 41,1% 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.

El Plan de Negocio de Enagás llevó a la Compañía a suscribir una serie de préstamos que cubrirán las necesidades financieras de la Compañía hasta el año 2006.

Así, en febrero de 2004, Enagás firmó una operación de préstamo de 200 millones de euros con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) con vencimiento a 15 años. Adicionalmente y en virtud del acuerdo marco de colaboración firmado con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), en marzo de 2004, se suscribió con dicha entidad financiera otro préstamo de 450 millones de euros estructurado en dos tramos, y con plazos de amortización de entre 10 y 15 años.

Coste de la Deuda

El coste medio de la deuda en 2004 fue del 2,98%, comparado con el 2,86% correspondiente al año 2003. Esto supone uno de los costes financieros más bajos del sector, debido fundamentalmente a la gestión de la política financiera y de tesorería llevada a cabo por la Compañía y a la estabilidad de tipos de interés. De acuerdo con esto, Enagás cubrió el riesgo de tipos de interés del préstamo sindicado de 1.000 millones de euros firmado en abril de 2003 a través de varias operaciones de aseguramiento, que permitieron un coste fijo de financiación del 2,83%.

➤ DEUDA A 31-12-04 (Millones de euros)

Entidad	C.P.		L.P.		TOTAL	
BEI	8,8	1%	176,8	12%	185,6	13%
EE.FF.	46,9	3%	4,6	0%	51,5	4%
PRÉST. SINDICADO	7,3	1%	1.000,0	70%	1.007,3	71%
ICO	0,0	0%	150,0	11%	150,0	11%
TRANSGAS	4,3	0%	29,9	2%	34,2	2%
TOTAL DEUDA	67,3	5%	1.361,3	95%	1.428,6	100%
TESORERIA / IFT	2,0	0%	0,0	0%	2,0	0%
TOTAL DEUDA NETA	65,3	5%	1.361,3	95%	1.426,6	100%

Para el periodo 2005-2008 existen igualmente instrumentos de cobertura, aplicables a dicho importe del préstamo sindicado, 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 del 4,66%.

Ratings

Como consecuencia de la gestión financiera realizada, la implementación exitosa del programa de inversiones y

la sólida posición de liquidez de la Compañía, las agencias de rating, Standard & Poor's y Moody's revisaron al alza en el transcurso del año 2004, los ratings de Enagás, confirmando a la empresa como la de mayor seguridad y fortaleza financiera del sector energético en España.

Standard & Poor's

La agencia de Calificación Standard & Poor's elevó el rating de Enagás a largo plazo a "AA-" con perspectiva estable.

AGENCIAS DE RATING

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



En el informe de S&P se destacó las mejores perspectivas de generación de resultados y el fortalecimiento de la posición financiera de la Compañía. Adicionalmente, la agencia consideró de manera positiva los avances registrados en el Marco Regulatorio, al que calificó de “estable y favorable” y que, de esta forma, contribuye a “la predecibilidad de los ingresos de la Compañía” en un entorno de alto crecimiento y fuertes inversiones.



Moody's

En el mes de julio, Moody's revisó la perspectiva del rating a largo plazo de Enagás, elevándola desde estable a positiva. En el informe, la agencia de calificación señaló que la mejora reflejaba la exitosa implementación del programa de inversiones de la Compañía, manteniendo a su vez un sólido perfil financiero y operativo. Destacó que los ratios de liquidez y solvencia que Enagás publicó en sus resultados anuales se situaron por encima de las expectativas de la agencia. Moody's valoró de forma positiva los avances y estabilidad del Marco Regulatorio

por el que se remuneraran las actividades de Enagás y que permite un adecuado retorno financiero sobre la creciente base de activos regulados.

Al mismo tiempo, Moody's asignó a Enagás por primera vez una calificación crediticia a corto plazo de Prime-1.

Refinanciación de Préstamos

Las mejoras de los ratings asignados por Moody's y Standard & Poor's permitieron a Enagás renegociar en el último trimestre del año las condiciones del préstamo sindicado de 1.000 millones de euros firmado en abril de 2003 y los suscritos con el ICO en diciembre de 2002 y en febrero de 2004 por importe de 150 y 200 millones de euros respectivamente, y plazos de 10 y 15 años.

Con la refinanciación de ambos préstamos se consiguió una reducción significativa del coste financiero asociado a los mismos, y en el caso del préstamo sindicado se amplió el plazo de vencimiento del año 2008 al 2010.

➤ RECURSOS AJENOS (Millones de euros)

	2001	2002	2003	2004
Deuda con Entidades de Crédito a corto plazo	83,4	1.016,0	24,9	63,0
Deuda con Entidades de Crédito a largo plazo	78,6	190,8	1.215,3	1.331,1
Deudas con Empresas del Grupo y Asociadas a corto plazo	323,2	157,0	146,9	259,9
Deudas con Empresas del Grupo Asociadas a largo plazo	862,1	8,5	8,5	4,6
Acreedores Comerciales a corto plazo	82,9	107,2	212,8	262,2
Otras Deudas no Comerciales a corto plazo	19,1	49,0	64,6	69,3
Otros Acreedores a largo plazo	44,8	36,7	31,7	28,0
Total Recursos Ajenos	1.494,1	1.565,2	1.704,7	2.018,1

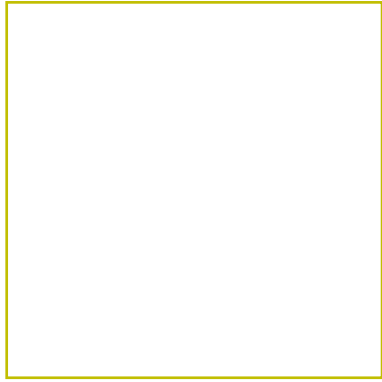
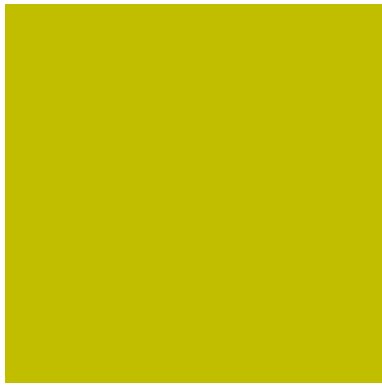
➤ RECURSOS PROPIOS (Millones de euros)

	2001	2002	2003	2004
Capital Suscrito	358,7	358,1	358,1	358,1
Reserva de Revalorización	342,5	342,5	342,5	342,5
Reserva Legal	47	60,1	70,8	71,6
Reservas Voluntarias	15,9	2,0	44,0	111,2
Reservas en Sociedades consolidadas por integración proporcional	-0,7	1,1	3,5	6,8
Pérdidas y Ganancias consolidadas	117,8	110,1	142,0	158,1
Dividendo Activo a cuenta	-101,6	-21,5	-28,6	-31,0
Total Recursos Propios	779,6	852,4	932,3	1.017,3



Magnitudes Físicas





↗ Magnitudes Físicas

Durante el año 2004 el gas natural siguió progresando en su aportación al balance energético español, posicionándose como segunda energía primaria en España. Según los datos del año 2003, el gas natural representó el 15,8% de la energía primaria consumida en España y el 16,3% de la comercializada. En la Unión Europea, el gas natural significó un 24,9% en el balance energético, cifra muy similar a la obtenida a nivel mundial donde el gas natural representó a finales del 2003 el 24,3% de la energía primaria total consumida. Los compromisos derivados del protocolo de Kyoto y la Directiva europea de re-

ducción de emisiones confieren al consumo de gas natural un papel de vital importancia en los próximos años para que España cumpla sus objetivos medioambientales y las emisiones de gases de efecto invernadero no superen el 15% de las registradas en 1990.

Así en el año 2004 la estructura de producción eléctrica en España varió considerablemente respecto al año anterior ya que un 14,3% de la electricidad se generó en ciclos combinados de gas natural, respecto al 7,7% alcanzado en el año 2003.

El uso de gas natural como combustible para la generación de electricidad supone

reducir aproximadamente en un 40% las emisiones de dióxido de carbono, principal causante del efecto invernadero, con los consiguientes efectos positivos para la sociedad en cuanto a calidad de vida y desarrollo sostenible.

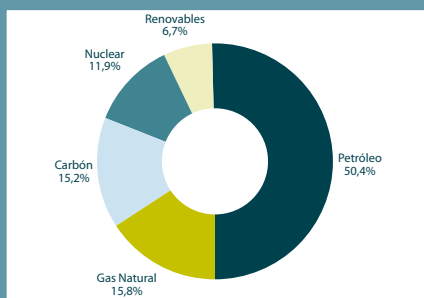
Demanda de gas natural

En el año 2004, la demanda de gas transportada para el mercado nacional alcanzó los 319.599 GWh, un 16,1% superior a la registrada a finales del año 2003.

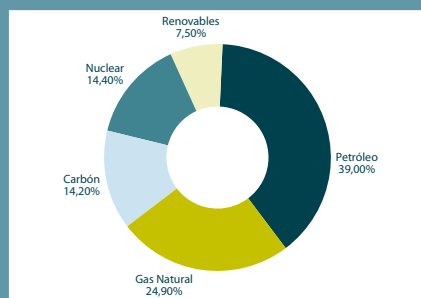
encima a la media del mes de diciembre de 2003.

El día 27 de enero de 2005 se registró el máximo histórico en lo que respecta a la demanda diaria de gas natural en España. Ese día se consumieron 1.503 GWh, un 20,5% superior a la pauta anterior del 2 de marzo de 2004.

Las infraestructuras puestas en explotación desde el año 2002 hasta finales de 2004 permitieron aumentar la capacidad del sistema en un 50% contando con un margen de reserva del 10% sobre la punta del año.



Consumo total de energía primaria en España en 2003

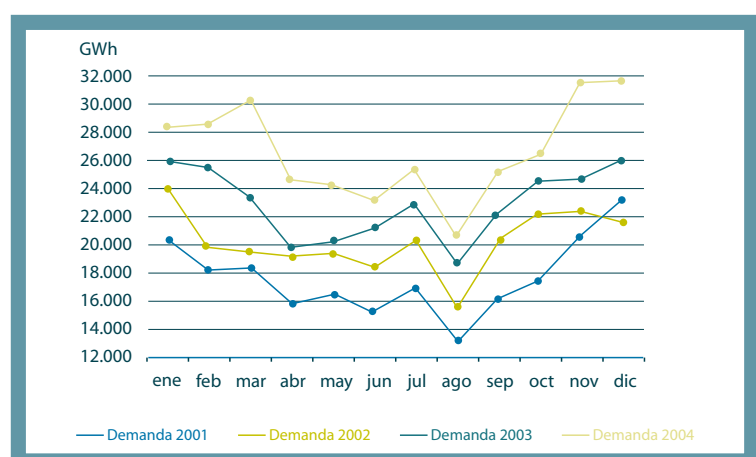


Consumo total de energía primaria en la U.E. en 2003

Un 90,6% de dicha demanda (289.590 GWh) fue transportada por Enagás, correspondiendo el resto a otros transportistas.

En el año 2004, se registraron importantes puntas de demanda, la primera en el mes de marzo, concretamente el día 2, que llegó a los 1.246 GWh como consecuencia de las bajas temperaturas alcanzadas en el país.

Asimismo, la ola de frío registrada en el mes de diciembre hizo que la demanda de gas natural se disparara, alcanzando un consumo medio diario en dicho mes de 987 GWh, un 22,1% por



Evolución de la demanda de gas natural media mensual

Magnitudes

Físicas



ANDALUCÍA

Invierno 03-04
2-mar-04 134,3 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 224,8 GWh/día (+67%)
% s/(Total) 15%



ARAGÓN

Invierno 03-04
2-mar-04 50,5 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 58,0 GWh/día (+15%)
% s/(Total) 4%



CANTABRIA

Invierno 03-04
2-mar-04 26,3 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 22,5 GWh/día (-14%)
% s/(Total) 1%



CASTILLA-LEÓN

Invierno 03-04
2-mar-04 77,8 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 85,5 GWh/día (+10%)
% s/(Total) 6%



CASTILLA-MANCHA

Invierno 03-04
2-mar-04 34,4 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 41,1 GWh/día (+20%)
% s/(Total) 3%



CATALUÑA

Invierno 03-04
2-mar-04 338,1 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 399,4 GWh/día (+18%)
% s/(Total) 27%



EXTREMADURA

Invierno 03-04
2-mar-04 2,0 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 2,4 GWh/día (+21%)
% s/(Total) 0%



GALICIA

Invierno 03-04
2-mar-04 22,7 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 25,2 GWh/día (+11%)
% s/(Total) 2%



LA RIOJA

Invierno 03-04
2-mar-04 14,0 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 19,3 GWh/día (+38%)
% s/(Total) 1%



MADRID

Invierno 03-04
2-mar-04 137,6 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 137,6 GWh/día (+25%)
% s/(Total) 11%



MURCIA

Invierno 03-04
2-mar-04 32,8 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 36,2 GWh/día (+10%)
% s/(Total) 2%



NAVARRA

Invierno 03-04
2-mar-04 54,9 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 60,2 GWh/día (+10%)
% s/(Total) 4%



PAÍS VASCO

Invierno 03-04
2-mar-04 135,6 GWh/día

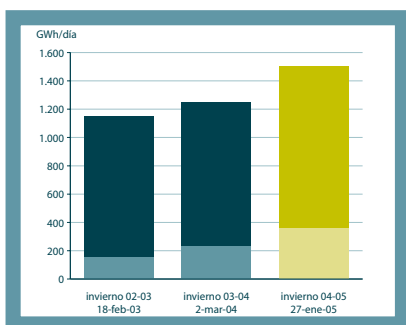
Invierno 04-05
27-ene-05 166,9 GWh/día (+23%)
% s/(Total) 11%



VALENCIA

Invierno 03-04
2-mar-04 157,5 GWh/día

Invierno 04-05
27-ene-05 164,8 GWh/día (+5%)
% s/(Total) 11%



	Invierno 02-03 18-feb-03	Invierno 03-04 2-mar-04	Invierno 04-05 en curso 27-ene-05	% s/ inv. anterior
Convencional	993	1.014	1.148	13%
Gas emisión	950	968	1.102	14%
Cistemas GNL	44	46	45	-2%
Sector Eléctrico	154	233	355	53%
Centrales térmicas	43	35	53	50%
Ciclos combinados	112	198	303	53%
Total mercado	1.148	1.247	1.503	21%

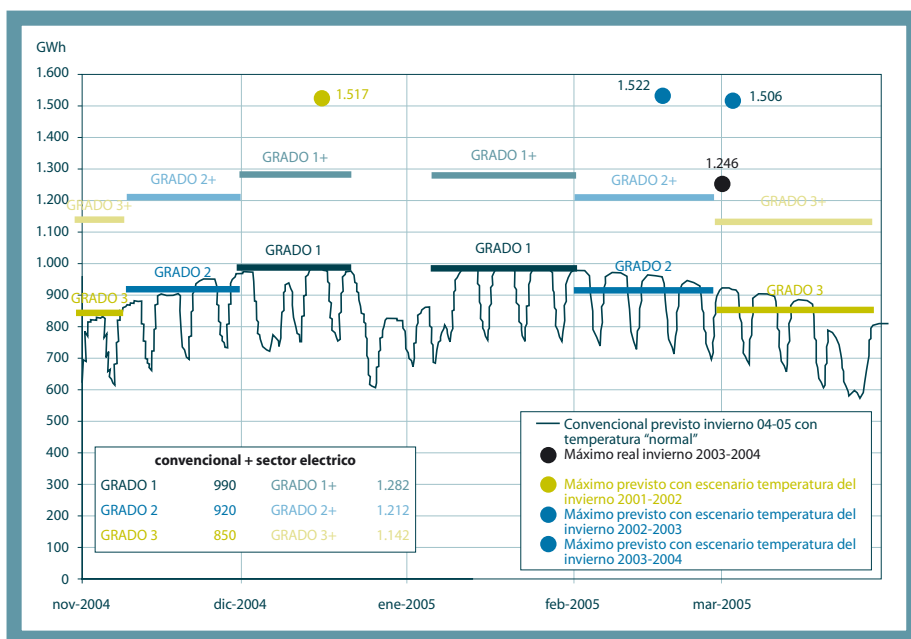
➔ CONSUMO DE GAS NATURAL EN PUNTA DE DEMANDA

La previsión en la demanda de gas natural es de vital importancia para que, ante situaciones anómalas provocadas por cambios bruscos en los factores climatológicos, Enagás como Gestor Técnico del Sistema pueda realizar el cometido clave de garantizar la continuidad y seguridad del suministro y el correcto funcionamiento de la red.

Así, existen programas informáticos como "Patrones" y "Nivel 1" desarrollados en la Compañía, que realizan estimaciones diarias con un horizonte de dieciocho meses, considerando a su vez el comportamiento de la demanda para temporadas frías y calientes.

El estudio realizado para el año 2004, fue de gran precisión. Así, la serie de demanda total prevista para el mercado residencial, industrial y para la generación de electricidad en centrales térmicas y ciclos combinados, arrojó en su grado más alto un consumo medio diario de 1.282 GWh. Adicionalmente, y considerando el im-

pacto de temperaturas reales de los últimos inviernos, a nivel diario se proyectó una previsión de punta de demanda de 1.500 GWh al día, un consumo un 20% más elevado que el registrado el día 2 de marzo de 2004.



Liberalización del Mercado

El proceso de liberalización del sector gaseista en España recibió un importante impulso en el año 2004, demostrando ser uno de los más rápidos y eficientes de la Unión Europea. España ocupa actualmente la primera posición entre los países continentales europeos por su nivel de apertura real.

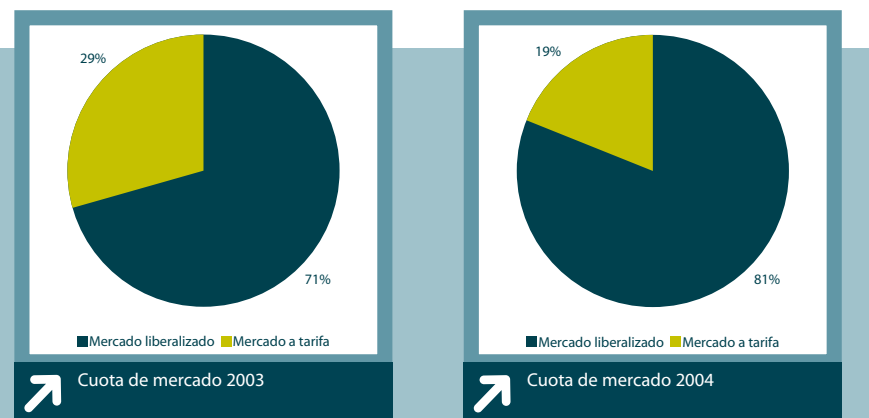
En el año 2004, el mercado liberalizado siguió ganando cuota frente al mercado a tarifa, tanto en volúmenes como en número de clientes. Enagás, como principal

compañía transportista en España y como Gestor Técnico del Sistema, contribuyó de una forma importante a regasificar, transportar y almacenar el gas natural a los agentes que operan en el mercado liberalizado y que a su vez atienden a más de un millón de clientes.

El consumo acumulado de gas natural para este segmento del mercado a 31 de diciembre de 2004 ascendió a 257.734 GWh, lo que significa una cuota sobre el total de la demanda transportada del 80,6%. Este volumen de gas transportado es un 32,5% superior al alcanzado en el año 2003, donde el mercado liberalizado representaba un 71% sobre el total.

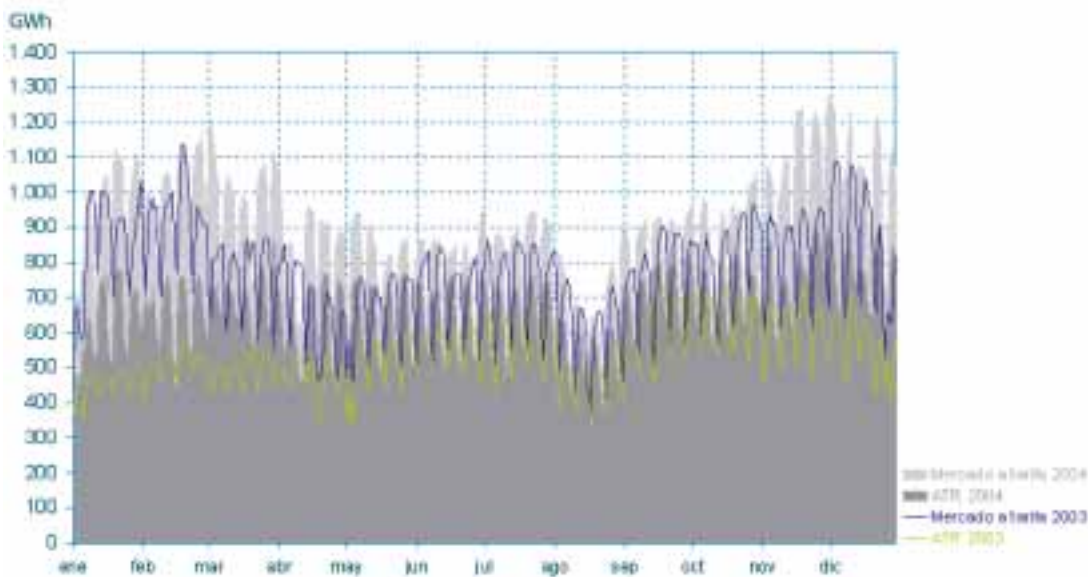
Demanda por Sectores

En el año 2004, del total de la demanda de gas natural transportada en España, el 79,1% se destinó al consumo del sector convencional formado por los clientes residenciales e industriales. La diferencia es

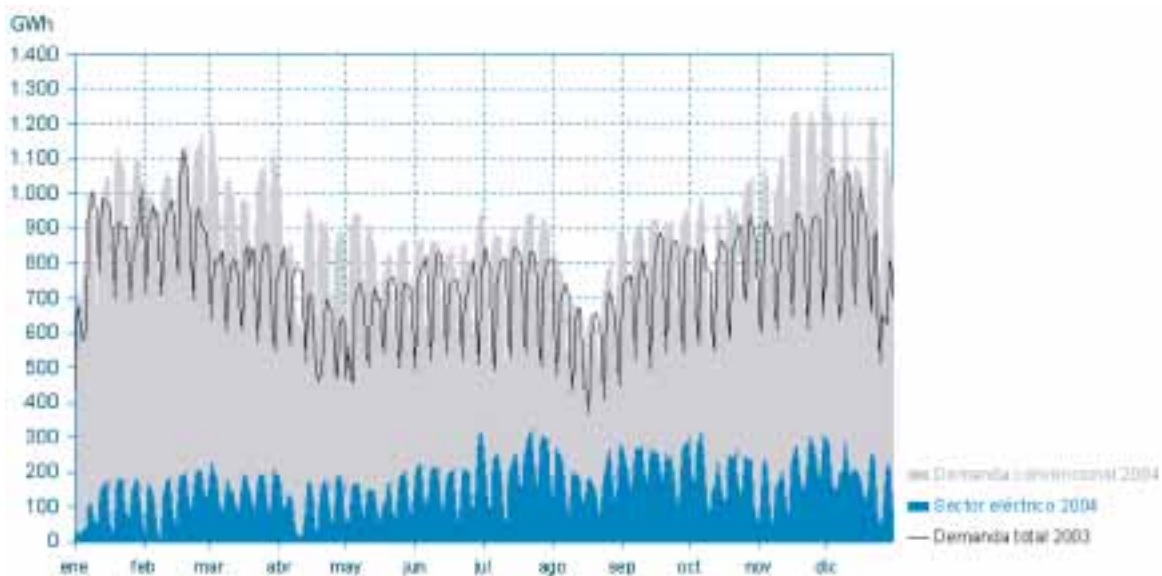


DEMANDA POR SECTORES (GWh)

Unidades GWh	2001	2002	2003	2004
Mercado liberalizado				
Mercado convencional	80.969	122.000	165.664	199.527
Ciclos combinados	-	11.192	28.871	58.206
Total	80.969	133.192	194.535	257.733
Mercado a tarifa				
Mercado convencional	118.186	93.695	69.545	53.401
Generación eléctrica	12.652	16.151	11.158	8.465
Total	130.838	109.846	80.703	61.866
Total demanda	211.807	243.038	275.238	319.599



EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA POR MERCADOS



EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA POR SECTORES

el consumo realizado por los ciclos combinados y las centrales térmicas convencionales para la generación de electricidad a partir del gas natural.

Dentro del mercado liberalizado, el consumo de los 16 ciclos combinados en operación comercial y el de los 5 adicionales en fase de pruebas supuso un volumen de 58.206 GWh, un 101,6% superior al registrado en el año 2003. El sector con-

vencional de clientes doméstico-comerciales e industriales en el mercado libre consumió 199.527 GWh.

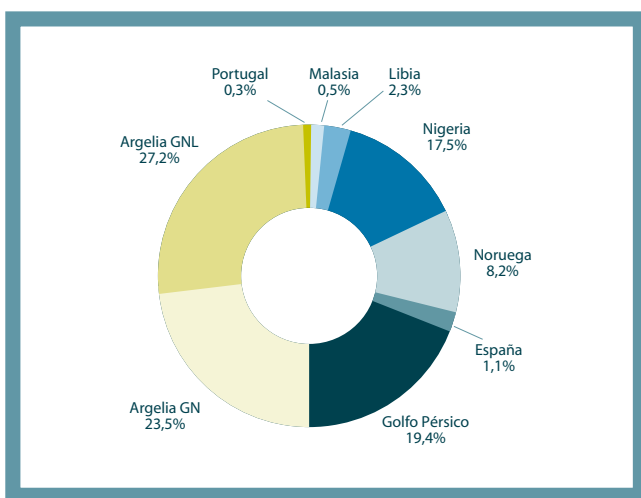
Dentro del segmento a tarifa, el 86,3% de la de la demanda total para este mercado se transportó para los sectores doméstico, comercial e industrial y el resto se destinó a las centrales térmicas convencionales y al suministro puntual de gas natural para las pruebas de algunos ciclos combinados.



Oferta de gas natural

En el año 2004, los aprovisionamientos de gas natural se elevaron a 320.175 GWh, un 14,8% superiores a los del año anterior. La producción nacional de gas natural ascendió a 3.664 GWh, un 1,1% de las necesidades en España por lo que la diferencia correspondió a las importaciones desde otros países realizadas por las compañías comercializadoras, distribuidoras, clientes finales y por Enagás para atender el mercado a tarifa.

Los aprovisionamientos de gas natural se realizaron en el 2004 de una forma diversificada, tanto desde el punto de vista del origen del suministro, como el de entrada del gas natural en el sistema; gas natural de emisión o gas natural licuado (GNL).



Procedencia de suministro 2004

El volumen de los aprovisionamientos durante 2004 confirma la importancia del GNL, que supuso un 63% de la oferta total este año. En el 2004, España continuó siendo el país de la Unión Europea que actúa de forma más intensa en el mercado spot de GNL, dadas las ventajas de flexibilidad en los orígenes y cantidades, los menores plazos para la instalación de la capacidad de entrada necesaria y la competitividad de los precios del GNL en el sistema español.

Todas las ventajas anteriores, unidas a la saturación de los gasoductos internacionales explican la clara apuesta del GNL

como base en la estructura de los suministros.

El resto de la oferta de gas natural (118.467 GWh) correspondió al gas natural nacional y a las importaciones realizadas a través de las conexiones internacionales de Tarifa, Larrau y Tuy.

En el año 2004 existió una diversificación de la procedencia de suministro por parte de los operadores que atienden el mercado a tarifa y el mercado liberalizado y, tal y como se especifica en la regulación vigente, ningún país representó más del 60% de los aprovisionamientos totales. Argelia se mantuvo, por la

ENTRADAS AL SISTEMA (*)

	2001	2002	2003	2004
Gas natural				
Tarifa	62.285	72.669	74.509	87.540
Larrau	26.840	26.433	26.640	26.356
Nacional	5.868	5.830	2.529	3.664
Tuy	-	-	-	908
GNL				
Planta de Barcelona	58.612	69.361	71.962	79.948
Planta de Cartagena	19.156	43.903	57.792	61.998
Planta de Huelva	36.673	30.564	36.730	34.015
Planta de Bilbao	-	-	8.608	29.307
Total oferta	209.434	248.760	278.770	323.735

(*) Se incluyen los trasvases de GNL de plantas de regasificación a buques, bien con destino a otras plantas de regasificación del sistema gasista español o a otro país diferente.

proximidad geográfica con España y por los contratos a largo plazo existentes con dicho país, como primer suministrador del sistema gasista español. El gas natural argelino respecto del total supuso un 50,2% y la procedencia del gas natural consumido en España se obtuvo de 10 destinos diferentes, destacando dos descargas en el mes de diciembre procedentes de Malasia.

En el año 2004, tal y como se dispone en la regulación vigente, Enagás centralizó la mayor parte de las compras de gas natu-

ral para el abastecimiento del mercado a tarifa, mientras que en el mercado liberalizado las empresas comercializadoras son las responsables del aprovisionamiento de sus clientes.

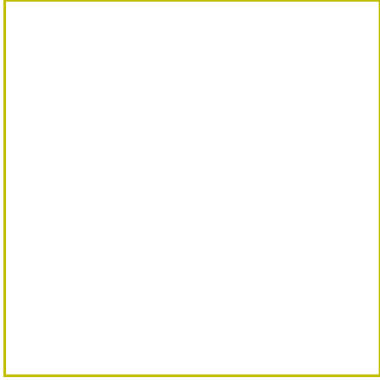
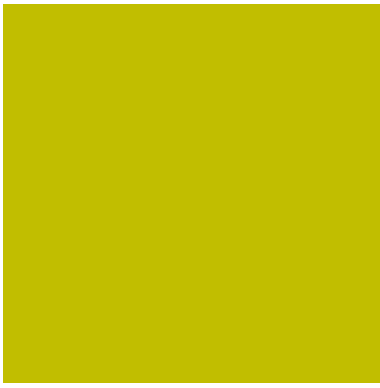
El mercado a tarifa se cubrió principalmente con gas natural de Argelia transportado por el gasoducto Magreb-Europa, mientras que el liberalizado se suministró principalmente mediante gas natural licuado y el gas noruego a través de la entrada internacional de Larrau.





Actividades





↗ Actividades

Enagás es la principal Compañía de transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural en España, con una cuota de mercado aproximada del 90%.

A finales del año 2004, la infraestructura gasista de la Compañía estaba formada principalmente por:

- Una red de gasoductos de 7.158 Km., diseñados para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar.
- Once estaciones de compresión y 291 estaciones de regulación y medida o estaciones de medida.
- Tres plantas de regasificación, situadas en Barcelona, Cartagena y Huelva, con

una capacidad de regasificación de 2.700.000 m³/h y capacidad de almacenamiento de 710.000 m³ de gas natural licuado (GNL).

- Dos almacenamientos subterráneos: Serrablo, en propiedad y Gaviota, un almacenamiento off-shore en Vizcaya y alquilado a Repsol YPF y a Murphy Eastern Oil.

Para garantizar el funcionamiento global del sistema gasista, Enagás lleva a cabo el desarrollo y la ampliación de las instalaciones de transporte de gas en España, garantizando el acceso de terceros y desarrollando su actividad como Gestor Téc-

nico del Sistema gasista con eficacia, transparencia y neutralidad.

Adicionalmente, Enagás es la Compañía responsable de atender las necesidades del mercado a tarifa, comprando gas natural a los suministradores y vendiéndolo a las compañías distribuidoras y transportistas, que atienden a clientes finales que no han optado por elegir comercializador en el mercado liberalizado.

Todas estas actividades se realizan bajo un estricto control que previene y minimiza el impacto ambiental al entorno.

Actividades 2004

Regasificación

El gas se transporta en buques metaneros a 160 °C bajo cero en estado líquido 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 (GNL) y, de este modo, se transforma a estado gaseoso. El gas na-



ACTIVIDAD EN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

	2004			2003			Var. %		
	Barcos	Mm³ GNL	GWh Producidos	Barcos	Mm³ GNL	GWh Producidos	Barcos	Mm³ GNL	GWh Producidos
Planta de Barcelona	200	12,1	79.315	235	10,5	71.247	-14,9%	15,2%	11,3%
Planta de Cartagena	92	9,4	61.649	94	8,7	59.276	-2,1%	8,0%	4,0%
Planta de Huelva	57	5,1	29.833	54	5,5	37.368	5,6%	-7,3%	-20,2%
Total	349	26,6	170.797	383	24,7	167.891	-8,9%	7,7%	1,7%

tural se inyecta en los gasoductos para ser transportado por toda la Península. La continua apertura del mercado en el año 2004 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.

Planta de Barcelona

La planta de regasificación de Enagás está situada en el puerto de Barcelona y ocupa una superficie de 155.000 m².

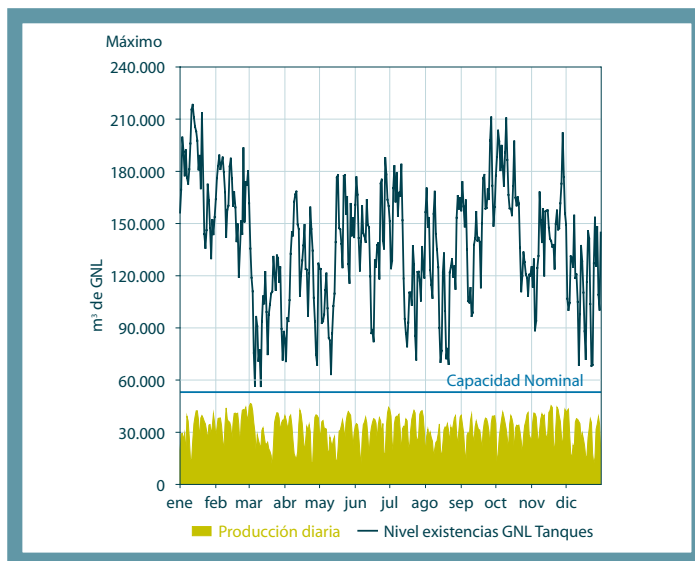
A lo largo del ejercicio 2004, atracaron en el muelle de dicha planta un total de 200 barcos metaneros, que descargaron 12,1 millones de m³ de GNL, un volumen de gas un 15,2% superior al alcanzado en 2003.

La entrada en explotación en el año 2003 del atraque de buques de capacidad hasta 140.000 m³/h permitió este importante aumento de las descargas de gas natural licuado, a pesar de un menor tráfico de metaneros.

La producción total de la planta, vaporización y carga de cisternas, alcanzó los

➤ PLANTA DE BARCELONA

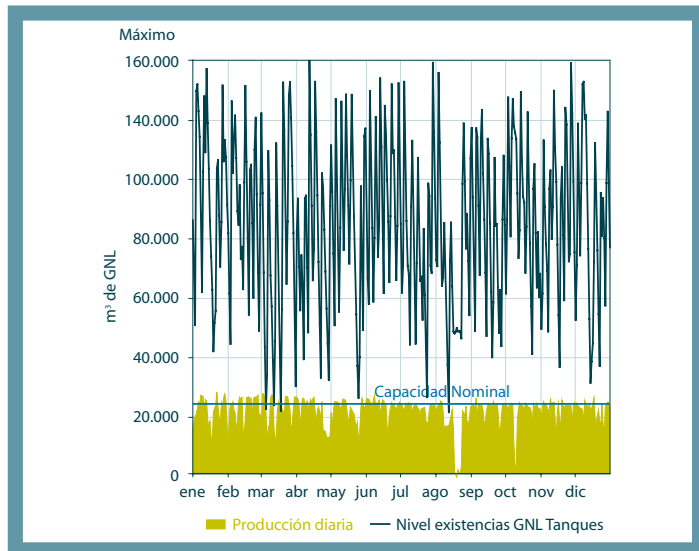
Planta de regasificación	Número de tanques	Capacidad de almacenamiento m ³ GNL	Capacidad de vaporización m ³ (n)/h	Capacidad de atraque m ³ GNL	Capacidad carga cisternas Mm ³ (n)/h
Barcelona	2	40.000	600.000 (72 bares)	80.000	1,5
	2	80.000	600.000 (45 bares)	140.000	
Total		240.000	1.200.000		1,5



➤ ACTIVIDAD EN PLANTA DE BARCELONA



79.315 GWh, un 11,3% por encima del alcanzado en el ejercicio 2003. Durante 2004, el suministro de GNL a plantas satélite se elevó a 13.454 envíos, lo que supuso un total de 4.040 GWh. Este suministro lo realizan las compañías comercializadoras a las zonas alejadas de gasoductos a través de camiones cisterna.



ACTIVIDAD EN PLANTA DE CARTAGENA

PLANTA DE CARTAGENA

Planta de regasificación	Número de tanques	Capacidad de almacenamiento m³ GNL	Capacidad de vaporización m³ (n)/h	Capacidad de atraque m³ GNL	Capacidad carga cisternas Mm³ (n)/h
Cartagena	1	100.000		80.000	1,5
	1	60.000	600.000 (72 bares)	140.000	
Total	2	160.000	600.000		1,5

Planta de Cartagena

La planta de Cartagena, que está situada en la Dársena de Escombreras, entró en operación a finales de 1989 y ocupa una superficie de 100.000 m².

En el año 2004, descargaron en la planta de regasificación de Cartagena 92 barcos metaneros, aportando 9,4 millones de m³ de GNL. La producción total de la planta fue de 61.649 GWh, un 4% superior a la obtenida durante el ejercicio 2003 y el suministro de GNL a plantas satélite se elevó a 4.374 GWh.

Planta de Huelva

La planta de regasificación de Huelva se encuentra en la localidad de Palos de la Frontera, en la desembocadura de los ríos Tinto y Odiel, ocupando una superficie de 141.000 m².

A lo largo del ejercicio, 57 buques descargaron 5,1 millones de m³ de GNL, un 7,3% menos que en 2003.

La producción total de la planta, vaporización y carga de cisternas alcanzó los 29.833 GWh, un 20,2% inferior a la registrada a 31 de diciembre del año 2003. Es-

ta disminución se explica por el menor volumen de GNL suministrado en el sistema a raíz del accidente en la terminal de licuefacción de GNL en Skikda, Argelia, en enero de 2004, y el aumento de las entradas a través de la conexión internacional de Tarifa.

Durante el ejercicio 2004, en la planta de regasificación de Huelva se produjeron transvases de GNL a buques con destino a otros mercados europeos por un total de 2.182 GWh. Adicionalmente y por necesidades operativas del sistema, desde la

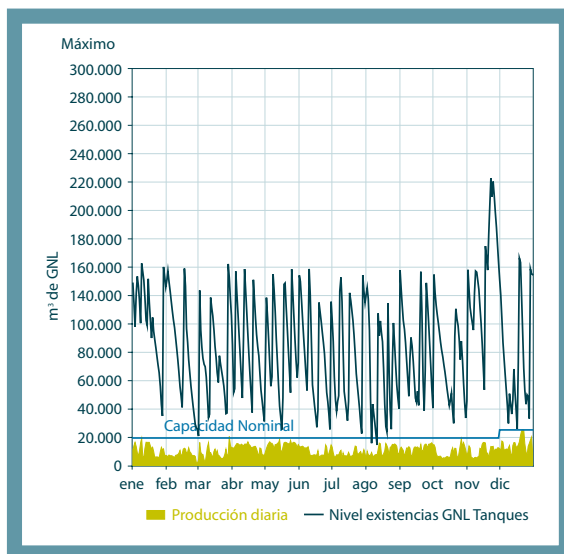
planta de Huelva se hicieron transvases por un total de 1.404 GWh hacia las plantas de regasificación de Barcelona y Cartagena.

Durante 2004, el suministro de GNL a plantas satélites fue de 10.233 envíos, por un volumen total de 2.991 GWh.

En el año 2004, se puso en funcionamiento el tercer tanque de almacenamiento de GNL en la planta de regasificación de Huelva a la vez que se amplió la capacidad nominal de vaporización de la instalación hasta los 900.000 m³ (n)/h.

➤ PLANTA DE HUELVA

Planta de regasificación	Número de tanques	Capacidad de almacenamiento m ³ GNL	Capacidad de vaporización m ³ (n)/h	Capacidad de atraque m ³ GNL	Capacidad carga cisternas Mm ³ (n)/h
Huelva	1	105.000	900.000 (72 bares)	140.000	1,5
	1	55.000			
	1	150.000			
Total		310.000	900.000		1,5



Mediante la construcción del tercer tanque, de 150.000 m³ de GNL, la capacidad total de almacenamiento de la planta alcanzó los 310.000 m³ de GNL al finalizar el año 2004.

El tanque aéreo, de forma cilíndrica y del tipo denominado de contención total, permite el almacenamiento de gas natural licuado a una temperatura aproximada de -160° C. La infraestructura cuenta con un diámetro y altura de 75 y 38 me-

➤ ACTIVIDAD EN PLANTA DE HUELVA

tros respectivamente y una cúpula con forma esférica de 77 metros de diámetro.

En el interior del tanque se instalaron cinco bombas primarias criogénicas de disposición vertical y de motor sumergido, que tiene la misión de impulsar el GNL hacia el relicuador disponible en la planta de regasificación.

El diseño, construcción y puesta en marcha de la infraestructura se realizó bajo un estricto control de calidad, seguridad e impacto ambiental que garantizan la protección del entorno, de los trabajadores, calidad del servicio a los agentes del sistema y del público en general.

El incremento de la capacidad de almacenamiento de GNL y regasificación del mismo que Enagás va a llevar a cabo en las tres plantas de regasificación de la Compañía durante los próximos años, es de gran importancia a la hora de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas y el correcto funcionamiento del sistema.

Inversiones

El año 2004 fue un ejercicio en el que las inversiones en activos de regasificación fueron especialmente importantes. De los 468,6 millones que invirtió Enagás en el año 2004, un 45,5% se destinó a esta actividad.

Dentro de este capítulo la infraestructura más relevante puesta en explotación fue el tercer tanque de almacenamiento de gas natural licuado en la planta de Huelva con capacidad de 150.000 m³ de GNL. Además, se aumentó la capacidad de vaporización hasta 900.000 m³ (n)/h en la misma planta.

Transporte

A finales de 2004, la red de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar que explotaba Enagás ascendía a 7.158 Km, un 9,8% superior a 2003.

La red de gasoductos de transporte de gas natural en la península Ibérica se articula en cinco 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.

El gas natural transportado por la red de gasoductos e importado en su mayoría a



través de las conexiones internacionales de la Compañía en Larrau, Tarifa y Tuy ascendió a 114.803 GWh, lo que supone un aumento del 13,5% respecto al año 2003. El gas canalizado de origen nacional fue de 3.664 GWh, producción de enorme utilidad para cubrir puntas de demanda y que fue un 44,9% superior al transportado en 2003.

En 2004 Enagás amplió las estaciones de compresión del sistema gasista español y a finales de año, se gestionaban 11 infraestructuras desde donde se eleva la presión del gas hasta 72/80 bar para maximizar la capacidad de transporte de los gasoductos. La potencia total instalada a 31 de diciembre era de 226.946 HP.

Las estaciones de regulación y medida de la Compañía ascendieron hasta las 291 unidades. Mediante estas instalaciones se reduce la presión del gas hasta 16 bar, como iniciación del proceso de adaptación a la presión final a la que se utiliza por empresas y particulares, que puede bajar hasta 20 milibar. Adicionalmente, se efectúa la medición del gas entregado.

Inversiones

Del total de inversiones efectuadas en el año 2004, un 53,5% fueron para nuevos proyectos de transporte que permitirán extender el suministro de gas natural a nuevas áreas, con los consiguientes efectos positivos para las mismas en cuanto a calidad de vida y desarrollo sostenible.

En el año 2004 el Consejo de Administración de Enagás aprobó proyectos de inversión por importe de 342,2 millones de euros. Dentro de estas inversiones aprobadas destacó la correspondiente al gasoducto submarino Península-Ibiza-Mallorca, adjudicado a Enagás en julio de 2004.

Enagás realizó estudios del gasoducto en sus tramos terrestres y submarinos para buscar la mejor alternativa medioambiental y de máxima eficiencia para la construcción de las infraestructuras que proveerán de gas natural a las Islas Baleares.

El activo de transporte más significativo puesto en explotación en el año 2004, fue el nuevo gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid.



El nuevo gasoducto Huelva-Madrid, se inauguró el día 20 de enero de 2005. El acto estuvo presidido por Sus Altezas Reales, los Príncipes de Asturias, el Ministro de Industria, José Montilla, el Secretario General de Energía, Antonio Fernández Segura y por los Presidentes de Andalucía, Manuel Chaves, y de Castilla-La Mancha, José María Barreda, entre otras personalidades. El gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid consta de cinco tramos que suman 620 kilómetros.

- Tramo Huelva-Sevilla de 88,2 Km en 30 pulgadas
- Tramo Sevilla-Córdoba de 156,2 Km en 30 pulgadas
- Tramo Córdoba-Sta Cruz de Mudela de 168,3 Km en 32 pulgadas
- Tramo Sta Cruz de Mudela-Salida al gasoducto a Cuenca de 162,2 Km en 32 pulgadas
- Tramo Salida al gasoducto a Cuenca-Getafe de 61,5 Km en 32 pulgadas.

El nuevo gasoducto resolverá la saturación que sufrían los gasoductos Huelva-Córdoba y Córdoba-Madrid, que una vez duplicados darán salida a la mayor capacidad de producción de la planta regasificadora de Huelva, así como a la conexión internacional que facilita la entrada de gas natural del Magreb.

La capacidad máxima de transporte de gas entre Huelva y Sevilla era de 376.250 metros cúbicos a la hora durante una gran parte del año, debido a la concurrencia del actual gasoducto con las entradas de gas al sistema del yacimiento Poseidón y de la conexión internacional de Tarifa.

Dado que la capacidad de regasificación a 16 bares destinada a la red local de Huelva es de 50.000 metros cúbicos a la hora, la



capacidad que como máximo podía procesar la planta en esas situaciones es de 10,2 millones de metros cúbicos normales al día.

Gracias al eje Huelva-Madrid, así como a las nuevas estaciones de compresión de Sevilla y Córdoba, esta limitación dejará de afectar a la regasificadora de Huelva, que podrá operar a su máxima capacidad que desde finales del año 2004, es de 21,6 millones de metros cúbicos normales de gas al día.

El nuevo gasoducto garantiza la seguridad de suministro en el área centro, en toda la parte oeste peninsular y será de vital importancia para que, una vez construido el eje transversal* suministre gas al eje mediterráneo, ante posibles fallos en las entradas del sistema.

Este desdoble es uno de los proyectos prioritarios en materia de infraestructura gasista proyectados en la Planificación

*Unirá las localidades de Alcázar de San Juan y Montesí. Según el Documento de Planificación Obligatoria, su longitud aproximada será de 224 km y se trata de una infraestructura de refuerzo muy importante para asegurar el correcto funcionamiento del sistema gasista.

Obligatoria aprobada a finales de 2002 unánimemente por el Congreso de los Diputados.

Otros activos de transporte puestos en explotación durante el ejercicio 2004 fueron:

- Gasoducto Málaga-Estepona. Tramo I "Alhaurín Grande-Mijas"
- Desdoblamiento del Gasoducto Alge- te-Manoteras.
- Desdoblamiento parcial al Campo de Gibraltar.
- Ampliación de la Estación de Compresión de Paterna.
- Estación de Compresión de Villafranca de Córdoba
- Estación de Compresión de Crevillente.

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 que es un almacenamiento "off-shore", propiedad de Repsol YPF y Murphy Eastern Oil, que está situado cerca de Bermeo (Vizcaya).

En el transcurso del año 2004, para ajustar la oferta a la demanda de gas natural y atender las puntas de consumo motivadas por variaciones estacionales u otras necesidades operativas, se inyectaron en ambos almacenamientos 1.009 millones de m³ de gas natural y se extrajeron 1.131 millones de m³.

Enagás aseguró en 2004 con sus reservas almacenadas de gas natural el suministro de gas al mercado a tarifa, fundamentalmente formado por clientes del sector doméstico, que a finales de 2004 representaba el 20% sobre el total. Hasta el mes de mayo, los programas de inyección en almacenamientos por parte de los agentes que atienden el mercado liberalizado (80% del consumo de gas en España) no garantizaban la estacionalidad de la demanda en el periodo invernal. De la misma manera, el colchón operativo que proporcionaba el mercado a tarifa sobre las existencias reconocidas en peajes a los diferentes sujetos, se redujo en línea con la pérdida de cuota de dicho mercado.

Así, en el transcurso del año 2004, Enagás manifestó en numerosos foros públicos la importancia del almacenamiento del gas

MAGNITUDES OPERATIVAS DE ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

Almacenamiento subterráneo	Inyección máxima Mm ³ (n)/día	Producción máxima Mm ³ (n)/día	Inyección 2004 Mm ³ (n)	Extracción 2004 Mm ³ (n)	Existencias finales 2004 Mm ³ (n)
Serrablo	3,9	6,8	444	585	828
Gaviota	4,5	5,7	565	546	2.101
Total	8,4	12,5	1.009	1.131	2.929

natural, para asegurar y garantizar el suministro, sobre todo en puntas de demanda motivadas por variaciones estacionales.

El 23 de julio se aprobó el Real Decreto 1716/2004, en el que se desarrolla y especifica la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

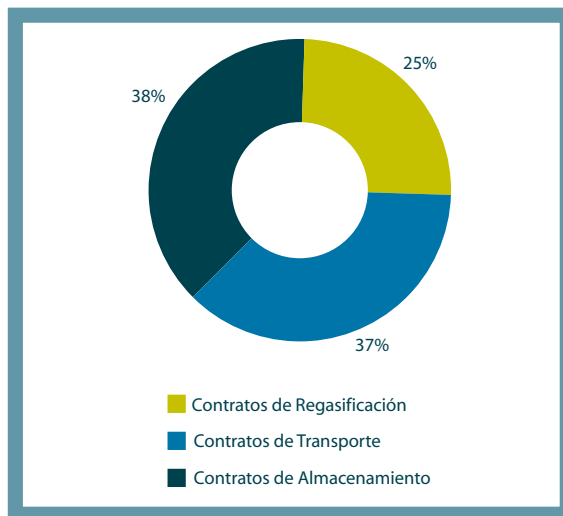
Respecto al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, el Real Decreto recoge la obligación de mantener un volumen de gas natural equivalente a 35 días de las ventas firmes de los 12 últimos meses. Asimismo, las reservas deben almacenarse en lugar y modo que puedan asegurar el suministro durante 60 días a los consumidores firmes en condiciones meteorológicas medias.

Inversiones

En lo que respecta a esta actividad, la infraestructura más relevante que se puso en explotación durante el año 2004 fue la perforación del pozo Jaca 22 en el almacenamiento subterráneo de Serrablo, que permitió aumentar el caudal de emisión del almacenamiento.

Contratación de Servicios de Transporte

Enagás, como Compañía líder de transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural en España, realizó durante el año 2004 un esfuerzo muy importante para desarrollar la red de transporte de acuerdo a las necesidades de todos los comercializadores y distribuidores que operan en el mercado gasista, todos ellos clientes de la Compañía, y que suminis-



CONTRATOS POR ACTIVIDAD EN 2004



tran gas natural a más de seis millones de consumidores finales.

Respecto a las compañías comercializadoras, que adquieren gas para su venta a consumidores cualificados (condición que tienen todos los consumidores desde el 1 de enero de 2003), o para otros comercializadores, al finalizar el año 2004 había registradas en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 24 compañías.

Durante el año 2004, Enagás puso a disposición de 12 comercializadoras que operan en el mercado liberalizado su red

de infraestructuras para regasificar, almacenar y transportar el gas hasta las redes de distribución. Al finalizar el año existían 184 contratos operativos con dichas empresas que, respecto a los 83 que se encontraban operativos a diciembre de 2003, muestran el crecimiento del segmento liberalizado tanto en volumen de gas natural transportado como en el número de clientes finales.

De los contratos mencionados con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2004, 167 fueron de reserva de capacidad a corto plazo, mientras que el resto fueron para contratación a largo plazo.

Enagás también suministró gas natural con destino al mercado a tarifa a todas las distribuidoras y transportistas que operan en este mercado.

Dado el escenario de alto crecimiento operativo y contractual en 2004, Enagás desempeñó un papel fundamental en dicho proceso, al avanzar en la puesta en marcha de las infraestructuras necesarias para conseguir la capacidad adecuada en el sistema, y así facilitar el acceso a todos los nuevos operadores que lo solicitaron. El esfuerzo inversor que llevó a cabo la Compañía en años anteriores, contribuyó a aumentar en el año 2004 un 16% la capacidad nominal de entrada de gas natural al Sistema. Desde al año 2002 hasta finales de 2004 la capacidad del sistema se incrementó en un 50%.

El fuerte crecimiento de la demanda y la progresiva liberalización del mercado serán de nuevo características claves para el sector en el futuro, ya que en el año 2004 Enagás adquirió nuevos compromisos con diferentes compañías de prestación de servicios ATR para los próximos años, con un total de 14 empresas comercializadoras.



El 63% de los contratos firmados son de reserva de capacidad a corto plazo, mientras que la diferencia representa la contratación a largo plazo y que supone hasta un 75% de la capacidad contratada, de acuerdo con el Real Decreto 1434/2002. Siguiendo la política de información transparente de Enagás y en virtud de la capacidad contratada por los operadores, se publican y actualizan de forma trimestral en la página web corporativa los datos correspondientes a la capacidad disponible y contratada en sus instalaciones con un horizonte temporal de 10 años.

Operación y Gestión Técnica del Sistema

Enagás, como Gestor Técnico del Sistema, continuó durante el año 2004 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 bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y no discriminación, con el objeto de garantizar la continuidad y seguridad de suministro, así como la co-

recta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

Durante el año 2004, se confirmó el importante crecimiento del mercado liberalizado, que alcanzó una cuota de mercado superior al 80% y, en consecuencia, la relevancia de los agentes que atienden dicho segmento en cuanto a la seguridad de aprovisionamiento del sistema gasista español.

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.

En el año 2004, Enagás, junto con el resto de agentes y organismos reguladores, continuó trabajando en el desarrollo de los procedimientos y directrices operativas necesarias para desarrollar una eficiente gestión del sistema gasista. Con este objetivo, se ha elaborado un borrador de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, esenciales para el correcto funcionamiento del mismo, que se distribuyó a finales de año por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio al conjunto de los agentes del sistema de manera previa a su previsible publicación.

Operación del Sistema Gasista

Desde el Centro Principal de Control (CPC) se realiza la operación, supervisión y control del sistema gasista, por lo que a tal efecto puede ser considerado como el "Centro neurálgico" de la red.

A este Centro de Control llega diariamente la información de las programaciones de entrada y salida de gas de cada uno de

los agentes del sistema. A partir de esta información, se elabora mensualmente el plan de operación con detalle diario de todo el sistema y se dan las instrucciones necesarias para su correcta realización.

En los primeros días del año, la correcta y eficiente operación realizada del sistema gasista fue crucial debido al accidente sufrido por la terminal de licuefacción de GNL en Skikda, Argelia, el día 19 de enero de 2004, que dejó inutilizadas parte de las instalaciones de licuefacción.

Tras la reorganización del GNL argelino por parte de Sonatrach para el suministro a sus clientes, la operativa del sistema gasista español no se vio afectada, dada la respuesta urgente que se realizó en la programación de buques para suplir el gas natural que debía suministrar Skikda y manteniendo en niveles récord las entradas por Tarifa.

En el primer semestre del año destacó el acuerdo de colaboración firmado entre Bahía Bizkaia Gas (BBG) y Enagás referi-

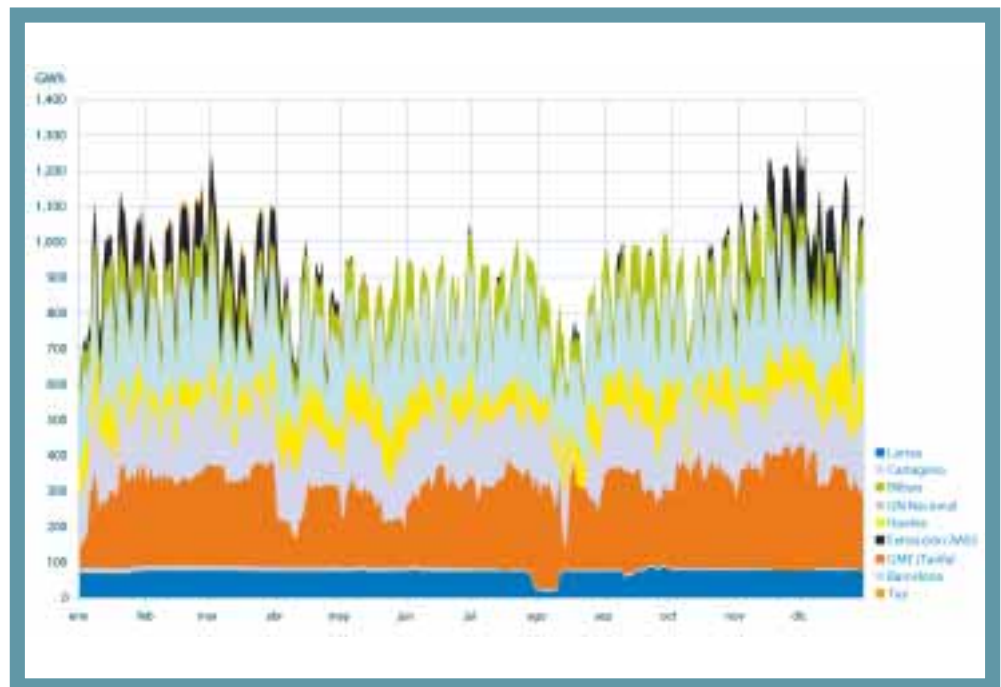


do a la operación del sistema gasista. En base a este compromiso, las dos Compañías establecieron un acuerdo de intercambio de gas natural por razones técnicas u operativas, definiendo un mecanismo por el que, en caso de incidencia en las instalaciones de una de las partes, que resultara en una incapacidad total o parcial para producir los volúmenes de gas natural programados para entrega en la red de transporte, la otra parte efectuase el suministro de gas natural.

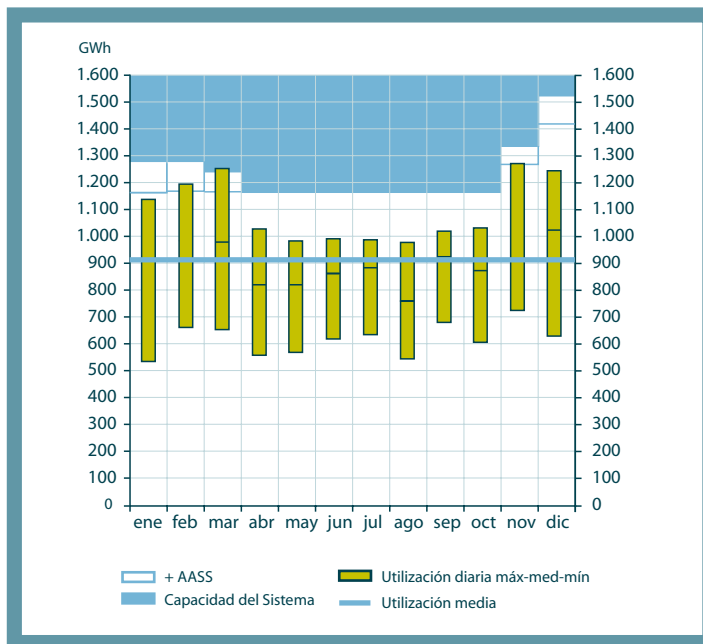
La correcta operación del sistema y la independencia y transparencia de Enagás como Gestor Técnico del mismo fue crucial en el último mes del ejercicio para garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas y el correcto funcionamiento de la red gasista.

El conjunto de una serie de circunstancias concurrentes en el mes de diciembre, alta demanda de gas natural debido a las bajas temperaturas alcanzadas, la disminución de caudal de gas por el gasoducto del Magreb provocado por una incidencia en la estación de compresión argelina SC3, y la avería de la central nuclear de Ascó en Tarragona, dieron lugar a que Enagás, en su condición de Gestor Técnico del Sistema gasista, aplicara una serie de mecanismos para garantizar la seguridad del sistema en todo momento.

Como Gestor Técnico del Sistema, Enagás realizó cortes selectivos y puntuales en el suministro de gas natural a clientes con contratos interrumpibles, medida prevista en la legislación europea y española y utilizada como mecanismo habitual para asegurar la flexibilidad del sistema.



➔ ESTRUCTURA DE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN EN 2004



UTILIZACIÓN DEL SISTEMA GASISTA EN 2004

Los cortes de suministro a las centrales de ciclo combinado se realizaron atendiendo las directrices de Red Eléctrica de España en cuanto a localización y horarios y no tuvieron efectos en la generación eléctrica al ser posible la utilización de otros combustibles alternativos en todas las centrales de ciclo combinado.

Enagás garantizó el suministro de gas natural a todos los clientes del mercado a tarifa (doméstico y pequeño industrial), así como a los agentes gasistas con contratos de suministro de gas firmes (no interrumpibles), informando en todo momento de la situación del sistema con absoluta transparencia, independencia y neutralidad a todos los agentes del sistema gasista español.

Durante el año 2004, y en línea con las previsiones, la demanda de gas natural en España se incrementó en un 16,1% con respecto a la del año 2003.

Este incremento de demanda se debió fundamentalmente a la puesta en marcha de 9 nuevos grupos de 400 MW de gene-

ración en ciclo combinado. El consumo de gas natural para la generación de electricidad en este tipo de centrales durante el año 2004 se duplicó con respecto al consumo del año anterior, consolidando este segmento como de gran importancia para el desarrollo del sector.

El importante crecimiento de la demanda y las puntas estacionales se pudieron atender gracias al aumento de la capacidad comentada anteriormente, dada la correcta gestión de las infraestructuras existentes y los nuevos activos puestos en explotación en el transcurso del año.

No obstante, y aún habiendo aumentado la capacidad de entrada al sistema gasista, el factor de utilización del mismo, calculado como cociente entre el gas transportado (gas vendido más gas inyectado en almacenamientos para su posterior consumo) y la capacidad nominal de transporte, alcanzó un valor máximo del 97%, siendo el valor medio del 73%, valor próximo al 75% alcanzado en el año 2003.

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 2004 a 61.866 GWh. Enagás compró gas natural a los suministradores por un total de 56.357 GWh, vendiéndolo a las compañías distribuidoras que atien-

den a su vez a clientes finales y que no operaron en el año 2004 por elegir comercializador.

El 94,8% del gas destinado para este mercado fue gas natural canalizado a través de las conexiones internacionales de la Compañía, mientras que la diferencia llegó en forma de GNL.

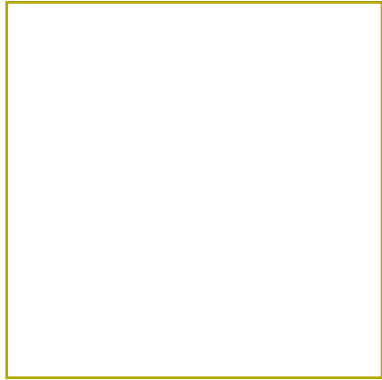
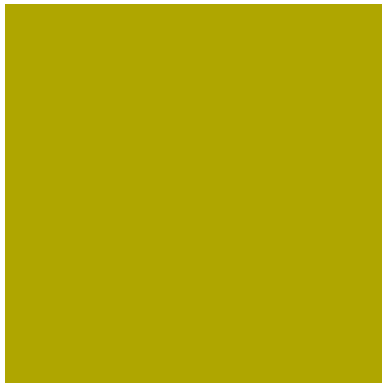
El precio de venta o cesión, determinado por la Administración, reflejó el coste de la materia prima, el coste medio de regasificación y el de gestión de compra-venta de gas para el mercado a tarifa.





Compromiso
Social y
Sostenibilidad





↗ Compromiso Social y Sostenibilidad

Recursos Humanos

La gestión de los recursos humanos durante el año 2004 y los esfuerzos de mejora continua permitieron, un año más, incrementar la eficiencia organizativa y del personal. En este sentido, se incrementó en un 9,4% los kilómetros de gasoducto por empleado y en un 15,7% la demanda transportada por empleado. El ratio de Cash-Flow Operativo generado por empleado aumentó en un 9,1%. Estas cifras sitúan a Enagás en cuanto a eficiencia entre las mejores empresas del sector a nivel europeo.

La Dirección de Recursos Humanos promovió y potenció durante 2004 el desarrollo de la capacidad operativa y de gestión de los recursos humanos de la Compañía a través de políticas que incidieron en:

- La tecnificación del personal de la Compañía.
- El desarrollo de modelos eficaces de gestión.
- El alineamiento de los recursos humanos a la consecución de los objetivos de la Compañía.

Tecnificación del Personal de la Compañía

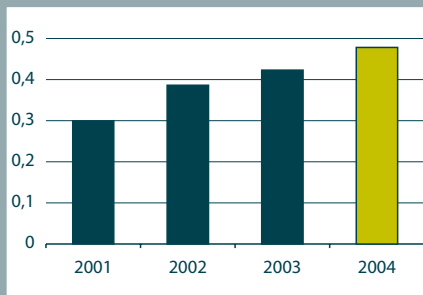
Formación y Desarrollo

Durante 2004 se mantuvo el compromiso de la formación continua de los empleados de Enagás, para su adaptación a los requerimientos técnicos y de negocio.

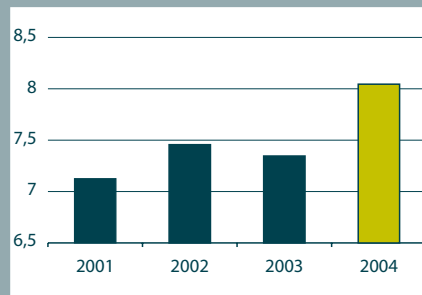
Un total de 607 empleados de la Compañía participaron en acciones formativas durante el año 2004 lo que elevó la inversión en formación por trabajador a 488 euros, un 23,8% más que en el ejercicio anterior.

Gran parte de la formación se dedicó a aspectos relativos al área de Seguridad y al desarrollo en formación tecnológica y operativa, con el objetivo de gestionar adecuadamente el "know how" y responder a los objetivos estratégicos de la Compañía.

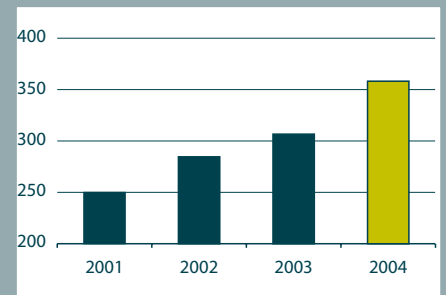
El desarrollo permanente del capital humano permitió no sólo responder adecuadamente a los retos de Enagás en su papel de Gestor Técnico del Sistema sino también servir de referente tecnológico en el sector. En este ámbito cabe destacar



↗ Cash-Flow Operativo por empleado. (Millones de euros)



↗ Km de gasoducto por empleado.



↗ GWh transportados por empleado.

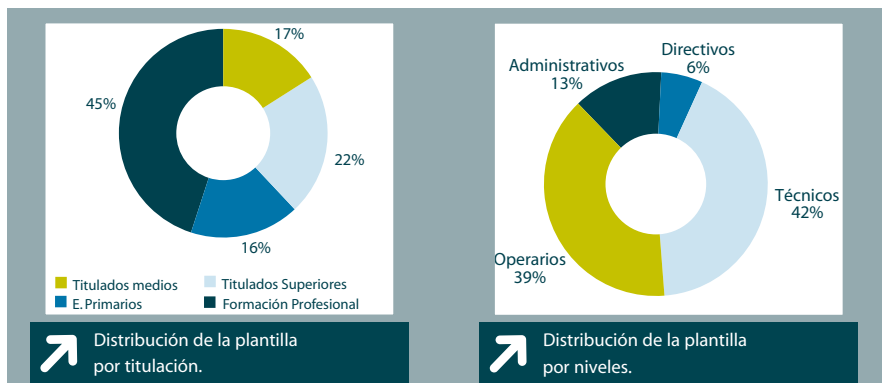


Nº de empleados	2001	2002	2003	2004	% Var
Transporte	335	338	327	334	2,1%
Regasificación	212	217	213	221	3,8%
Almacenamiento	26	27	23	23	-
Gestión del Sistema	35	39	41	41	-
Compra-venta de gas	16	15	15	15	-
Estructura Corporativa	189	206	216	227	5,1%
Otros	44	42	43	43	-
Total	857	884	878	904	3,0%

la actividad de asesoría técnica prestada a la compañía transportista BBG para la puesta en marcha de su planta de regasificación de Bilbao, a través de la asistencia técnica de expertos de Enagás en sus instalaciones.

Plantilla

En el año 2004 se incorporaron a la plantilla de Enagás 44 nuevos profesionales, en su amplia mayoría titulados superiores o medios, que permitieron renovar e incrementar el capital intelectual de la Compañía.



Al finalizar el ejercicio, Enagás contaba con 904 empleados, lo que significa un aumento del 3% respecto a la plantilla del año anterior.

La edad media de la plantilla en el año 2004 se situó en los 44 años.

Acuerdos y Colaboraciones

Adicionalmente, durante el ejercicio 2004 se continuó incorporando al mercado de trabajo a jóvenes licenciados según el programa de becas de la Compañía, fruto de los 39 acuerdos de colaboración educativa con distintos centros universitarios y escuelas de negocios.

El Desarrollo de Modelos Organizativos Eficientes

Para Enagás es una prioridad la mejora continua de la estructura organizativa y de los procesos de negocio de la compañía como pilares para el desarrollo de la excelencia en la gestión.

Entre los diversos proyectos de mejora afrontados en 2004, destacó el desarrollo del actual modelo organizativo de las plantas de regasificación con el fin de acometer de forma eficiente la duplicación de las instalaciones, tecnificando y potenciando los niveles de seguridad y disponibilidad. Asimismo, este desarrollo permitirá disponer de un Modelo Organizativo de Calidad aplicable a la Gestión de las plantas de regasificación que opera la Compañía.

El Alineamiento de los Recursos Humanos con la Estrategia y Objetivos de la Compañía

Durante 2004 prosiguió el desarrollo de la política continua de orientación y alineamiento del personal con la Estrategia y los Objetivos de Enagás.

La consolidación de la estrategia retributiva global de la Compañía en los niveles directivos y la definición de la progresiva extensión de los modelos de gestión por objetivos y de evaluación del desempeño a los niveles intermedios de la organización, permitieron a Enagás acometer sus retos eficientemente, tomando como base el trabajo en equipo y la identificación de los empleados con los resultados de la Compañía.

Compromiso desde Recursos Humanos

Enagás se encuentra comprometida con la defensa de los Derechos Humanos y de las Libertades Fundamentales. Desde el año 2003 la Compañía está adherida al Pacto Mundial de la ONU y los principios concernientes al área de Recursos Humanos, firmados y corroborados a través del Pacto Mundial son:

- Enagás deberá apoyar y respetar la protección de los derechos humanos reconocidos internacionalmente dentro de su esfera de influencia.
- Enagás se asegurará de no actuar como cómplice de violaciones de los Derechos Humanos.
- Enagás apoyará la libertad de asociación y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.
- Se promoverá la eliminación de todas las formas de trabajo forzoso y obligatorio.
- Enagás promoverá la abolición efectiva del trabajo infantil.
- Enagás promoverá la abolición de la discriminación en relación con el empleo y la ocupación.

Asimismo durante el año 2004 se consolidó el compromiso de la Compañía con sus empleados, favoreciendo la conciliación de la vida familiar y laboral, tal y como se recomienda en el "Certificado de Empresa Familiarmente Responsable", firmado por la Compañía el pasado año.

Prevención de Riesgos y Seguridad

A lo largo del año 2004, se continuaron las actividades fijadas en el Sistema de Ges-



tión de Prevención de Riesgos (SIGPRI) de Enagás, que como primera obligación fija la adaptación continua y puesta al día en el cumplimiento de las cada vez más exigentes obligaciones legales, tanto en materia de seguridad y salud de los trabajadores, de acuerdo con las exigencias de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales modificada en diciembre de 2003, como sobre prevención y seguridad ante accidentes graves en las que durante este año se introdujeron las primeras adaptaciones a la nueva Directriz Básica de Protección Civil. Igualmente se mantuvo la adaptación a los nuevos requerimientos reglamentarios en los campos tradicionales de la seguridad industrial.

Dicha actualización permanente del SIGPRI supuso la nueva incorporación o revisión de procedimientos, normas y otros documentos derivados de nuevas obligaciones legales o de modificaciones producidas en equipos, productos, procesos o actividades, especialmente respecto a las actividades de la Dirección de Transporte, en las que el Sistema estaba menos implantado.

La reglamentación nacional, cada día más homogénea con la del ámbito europeo, y

desarrollada a través de las normas técnicas y de seguridad industrial, es aplicada en las nuevas instalaciones incorporadas a la base de activos de Enagás; en su ausencia o como complemento, se siguen otras normas internacionales de reconocido prestigio.

Las infraestructuras de Enagás afectadas por la legislación sobre Prevención de Accidentes Graves (Directivas Seveso II/CO-RAG), son las tres plantas de regasificación, que a lo largo de 2004 volvieron a pasar las preceptivas inspecciones reglamentarias con resultado satisfactorio. Una mejora significativa en la protección de estas instalaciones fue la incorporación de un equipo de bomberos profesionales las 24 horas del día en la Planta de Barcelona, estando prevista para 2005 su incorporación en las de Huelva y Cartagena; estos profesionales complementarán a los Equipos de Primera y Segunda Intervención ya disponibles y formados por personal operativo de las Plantas, con formación específica, pero no dedicación ex-

clusiva a la prevención y protección contra incendios.

Los Planes de Autoprotección y Emergencia, que garantizan el mantenimiento permanentemente actualizado de los procedimientos de actuación a seguir en caso necesario, son puestos en práctica y sometidos a revisión anualmente como consecuencia de la realización de sendos simulacros de activación. De los mismos se informa a las Autoridades competentes, que incluso los presencian y participan en su desarrollo. Entre los realizados en 2004 estuvo el correspondiente al edificio de oficinas de la Sede Social de la Compañía, siguiendo lo fijado en su Plan de Autoprotección aprobado por la Concejalía de Seguridad del Ayuntamiento de Madrid.

La formación continuada del personal en materia de seguridad y prevención, se gestiona por la Dirección de Recursos Humanos en coordinación con el departamento de Prevención de Riesgos. Entre las actuaciones desarrolladas a lo largo de 2004 se puede mencionar las habituales relativas a prevención y protección contra incendios, situaciones de emergencia, y primeros auxilios.

La participación formal de los trabajadores de Enagás en materia de Seguridad y Salud continuó a través de sus representantes legales, los Delegados de Prevención, por medio de los cuatro Comités locales constituidos según la legislación aplicable, y un Comité Intercentros de Seguridad y Salud, constituido al amparo del Convenio Colectivo. Además, para la mejora de dicha participación en los Centros de trabajo que, de acuerdo con la legislación, no han de constituir Comité de Seguridad y Salud, se formalizaron para dichos Centros, a través del Sistema de Prevención, reuniones a modo



de “mini Comités”, que garanticen la regularidad y eficacia de dicha participación.

La vigilancia de la salud se sigue materializando a través del ofrecimiento a todos los trabajadores de reconocimientos médicos específicos según los riesgos asociados a los puestos de trabajo, y mediante una estrecha colaboración entre la Medicina del Trabajo y el resto de las especialidades preventivas integradas en el Servicio de Prevención propio de Enagás.

Los gastos específicos en materia de seguridad y prevención de riesgos durante 2004 alcanzaron la cifra de 1,7 millones de euros, lo que significa cerca de un 9% de incremento respecto al año anterior.

Por otro lado, cada nueva instalación o mejora de las existentes lleva intrínsecamente incorporados elementos de seguridad pasiva y/o activa, que quedan incluidos en el importe de la inversión correspondiente. Por ello, como en años anteriores, los gastos en materia de seguridad se destinaron principalmente a mantenimientos y mejora de los sistemas actuales, adaptaciones de equipos de trabajo, adquisición de equipos de protección individual, mejoras en sistemas de protección colectiva y señalización.

Una actividad muy destacable a lo largo de 2004 fue la derivada del comienzo de implantación de las obligaciones fijadas en el Real Decreto sobre protección de la salud y seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo, que fue aprobado en 2003. Este Real Decreto fija un plazo de tres años para la adaptación de las instalaciones ya existentes en su fecha de entrada en vigor.

Aunque Enagás cumple desde hace años por su propia normativa interna con casi



todas las nuevas exigencias del R.D., el hecho de tener que explicitarlas en un llamado “Documento de Protección Contra Explosiones” (DPCE) llevó a la revisión y formalización de aspectos tales como metodologías específicas de evaluación del riesgo de explosión, nuevos procedimientos de trabajo, puesta al día de la formación de sus especialistas, e incluso nuevas exigencias en la ropa y calzado de trabajo utilizado tanto por su personal como por el de empresas contratistas que prestan sus servicios dentro de las instalaciones de la empresa.

La revisión de estos criterios y fijación de nuevas prácticas se completó durante el año, y a lo largo de 2005 y el primer semestre de 2006 se completará la ya iniciada elaboración de los citados DPCE en todas las instalaciones.

Por último, las cifras de siniestralidad volvieron a mejorar significativamente respecto a años anteriores, y se logró mantener en este año un nivel de control de la accidentalidad de contratistas similar al relativo al personal propio, tanto en contratistas de trabajos relacionados con la propia actividad de Enagás, como los dedicados a obras de construcción de nuevas infraestructuras.



Medio Ambiente

La conservación del medio natural es uno de los principios fundamentales de la actividad empresarial de Enagás. Este principio, asumido de manera pública, está presente en todas las decisiones y actuaciones de la Compañía con el fin de armonizar el desarrollo económico con la sostenibilidad de los recursos naturales. Enagás actúa con el convencimiento de preservar la naturaleza, por lo que aplica el principio de prevención de la contami-



nación y minimización del impacto ambiental en todas sus instalaciones y actividades. La implantación del Sistema de Gestión Ambiental como herramienta para controlar los impactos de sus actividades es la mejor muestra del cumplimiento de este compromiso.

La Política de Medio Ambiente engloba todos estos compromisos y principios, garantizando así el máximo respeto am-

biental en cualquier actividad o instalación de Enagás, desde su diseño hasta el final de su vida útil.

La Gestión Ambiental

Enagás cuenta con una organización específica para asegurar el cumplimiento de los principios recogidos en la Política de medio ambiente: el Comité de medio ambiente, formado por la dirección de la Empresa que establece y aprueba las directrices básicas de funcionamiento y los grupos de medio ambiente, encargados de ejecutar dichas directrices. La Unidad de Calidad y Medio Ambiente coordina las acciones entre ambos y propone al Comité las directrices para poner en práctica la política y cumplir los objetivos ambientales del plan estratégico.

Esta estructura compromete a toda la Empresa en la gestión ambiental, asegurando de esta forma el máximo respeto por el entorno.

El Sistema de Gestión Ambiental implantado cumple los requisitos establecidos en la norma UNE-EN-ISO 14001 y está certificado por la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR). La documentación de este Sistema se concreta en el Manual de Medio Ambiente y en un conjunto de procedimientos y normas que tienen por objetivo conocer y controlar todos los aspectos que pueden ocasionar un impacto ambiental, cumplir con la legislación vigente y asegurar la mejora continua de la actividades de la Empresa en relación con el entorno.

Durante el año 2004 continuó el seguimiento de los aspectos ambientales más relevantes de la actividad de Enagás: los residuos y el ruido generado en sus instalaciones, la emisión de gas natural y dióxido

do de carbono a la atmósfera y el consumo de recursos energéticos.

A lo largo de este año se entregaron a gestores autorizados 2.800 tm de residuos. De éstos, 2.570 tm corresponden a residuos peligrosos y 230 tm a residuos reciclables.

Las emisiones de dióxido de carbono se situaron en 0,94 tm por cada GWh transportado, lo que significó una disminución del 20,4% con respecto a los datos del año 2003, y una mayor eficiencia energética del conjunto de instalaciones de transporte de la Compañía.

Asimismo, las emisiones de metano representaron un 0,087% sobre el total del gas transportado.

La vigilancia ambiental en proyectos de construcción de infraestructuras pretende reducir al mínimo el impacto ambiental de éstos y lograr la máxima integración en el entorno de las instalaciones, garantizando el respeto al medio natural. En la fase de diseño se selecciona la opción más idónea desde el punto de vista ambiental y se identifican los posibles impactos que se puedan producir durante la fase de construcción y funcionamiento para adoptar medidas encaminadas a prevenir, minimizar o corregir dichos impactos.

La asistencia técnica ambiental y las auditorías internas garantizan el cumplimiento de los requisitos ambientales del proyecto durante la fase de construcción y aseguran una implantación efectiva de las medidas correctoras.

Durante el año 2004 se realizó la vigilancia ambiental de la construcción de más de 800 Km. de gasoducto y en siete instalaciones concentradas.

Esta fase finaliza con la etapa de restauración del terreno, que comprende la resti-



tución del suelo, de los cursos hídricos y de las infraestructuras afectadas. Tras la restauración se inicia la etapa de revegetación, en la que se realizan las labores de implantación y mantenimiento de la cubierta vegetal para reponer a su estado original el medio natural afectado.

En el año 2004, la superficie de terrenos restituida ascendió a 10.715.528 m² y los trabajos de revegetación alcanzaron un total de 94.472 m². Además, a lo largo de más de 450 km de gasoductos en explotación, se controló la evolución de las medidas correctoras aplicadas en años anteriores durante la fase de construcción.

Gastos e Inversiones Ambientales

En la implantación y seguimiento del Sistema de Gestión Ambiental se destinó la cantidad de 0,9 millones de euros y 13,2 millones para las actividades relacionadas con la vigilancia ambiental en proyectos.

Participación en Organismos Nacionales e Internacionales

Sedigas

Su función es desarrollar las actividades de normalización, formación, acreditación de profesionales, edición de publicaciones y apoyo a la administración en la preparación de legislación relacionada con el sector gasista.

Enerclub

Esta asociación facilita la divulgación y formación de ideas en relación con la transformación, producción, transporte, consumo y almacenamiento de energía en sus distintas modalidades, así como la utilización más racional de la misma y su influencia en la conservación del medio ambiente y un desarrollo sostenible.



Gas Infrastructure Europe

Este organismo agrupa a 45 empresas de sector y a 30 países. Mejorar la seguridad y fiabilidad de los sistemas de transporte, facilitando el transporte transfronterizo. Representa los intereses de los operadores de redes de transporte en las instituciones europeas. Este organismo está dividido en GTE (Gas Transmission Europe), GSE (Gas Storage Europe) y GLE (Gas LNG Europe). Enagás, gracias a su condición de líder europeo en el sector del GNL, forma parte del comité ejecutivo de GLE, lo que hace que la Compañía desempeñe un papel importante dentro de este organismo.

EASEE-Gas (European Association for StreamLining of Energy Exchange Gas)

Esta asociación está constituida por unos 91 miembros. Promueve códigos comunes de buena práctica, para simplificar y unificar los procesos ligados a las transacciones de gas entre los miembros y para conseguir como último objetivo un mercado de gas eficiente y efectivo.

GERG (Groupe Européen des Recherches Gazières)

Su objetivo es coordinar la investigación y el desarrollo tecnológico en el campo del gas, asegurar su suministro, proteger el medio ambiente, aumentar la eficiencia energética y la seguridad y reducir los costes de producción, transporte, almacenamiento, distribución y utilización.

Marcogaz

Tiene como fin participar en la preparación de la legislación, normalización y cer-

tificación europea que afecte a la seguridad, uso racional de la energía y protección de las personas y del medio ambiente en los ámbitos del transporte, distribución y utilización del gas.

Eurogas

Este organismo promueve el desarrollo científico, económico, legal y técnico de la industria del gas natural en Europa, mediante la cooperación entre las industrias del gas y la adopción de posiciones sobre los temas de interés común.

GII GNL (Groupe International d'Importateurs de Gaz Naturel Liquifié)

GII GNL promueve el desarrollo de las actividades relacionadas con el GNL tales como, compra, importación, transporte marítimo, regasificación, etc.

IGU (International Gas Union)

La IGU está formada por las asociaciones gasistas que representan a las industrias nacionales de unos 67 países. Estudia los problemas relacionados con la industria del gas para impulsar su desarrollo tanto en el aspecto técnico como económico, fomentando la colaboración y los intercambios de experiencias entre los técnicos gasistas de los países que componen la Unión.

UNECE

Colabora y participa en materias específicas de la industria gasista. Reúne a los representantes de los gobiernos de más de 55 países integrantes de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas



Innovación Tecnológica

La innovación tecnológica es un área de especial relevancia para la Compañía. El desarrollo de la actividad de Enagás requiere de un alto nivel de capacidad tecnológica y una constante innovación. Adicionalmente, la investigación y el desarrollo contribuyen de forma decisiva al aumento de la calidad del servicio, reduciendo los costes de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones a la vez que se mejora la integración de la actividad de transporte con el medioambiente.

Proyectos I+D+i

Las inversiones en proyectos de I+D+i ascendieron durante el año 2004 a 1,1 millones de euros.

En el campo del GNL se implementó el Proyecto "Seguridad Operativa en tanques". El resultado del mismo fue la implementación en la Planta de Barcelona



de la herramienta informática "GNL Master", que próximamente se desarrollará también en la Planta de Huelva. Este programa predice el comportamiento del GNL durante el llenado de tanques: Estratificación, "roll over", producción de "boil off", etc.

Dentro del mismo campo se abrió el Proyecto "Medición y Simulación del GNL", cuyos principales objetivos son elaborar procedimientos de medida de energía y calidad.

En colaboración con la Unidad de Ingeniería de Plantas y otros especialistas de Enagás, se elaboraron una serie de especificaciones generales de ingeniería, equipos y materiales de plantas de GNL, con el fin de actualizar y unificar las utilizadas en los trabajos de ampliación de la plantas actualmente en curso. Estas especificaciones agrupan una parte importante del conocimiento tecnológico de la Compañía en el campo del diseño de plantas de regasificación.

En el **Área de Operación**, durante el ejercicio 2004 se desarrolló la Aplicación "Mapa de la Demanda". Esta herramienta predice el consumo para las redes existentes

a un horizonte de 3 años con discriminación diaria, teniendo en cuenta factores de calendario, meteorológicos y económicos. Adicionalmente, considera el consumo convencional y el de las centrales eléctricas permitiendo la creación de escenarios: olas de frío y calor. Asimismo, posibilita agrupar las previsiones por tramos, provincias, comunidades, sectores de demanda, etc.

En el **Área de Transporte** se está trabajando en el campo de la Odorización, cambiando de odorizante y racionalizando el sistema de inyección del mismo. Además, y en línea con la armonización de las propiedades del gas natural en las transferencias internacionales, se está trabajando en la cuantificación del azufre en sus diversos estados.

Asimismo en el año 2004, se elaboró una herramienta informática que permite la obtención de mapas de ruido en el entorno de la ERM, para las distintas condiciones operativas de la instalación y distintos tipos de materiales de construcción y estructura.

En el **Área de Estudios Generales** se desarrolló la Ecuación GERG 2004, que resuel-

ve los problemas existentes para el cálculo de las propiedades del gas natural y GNL principalmente en la región donde coexisten las fases líquida y gaseosa.

Durante el año 2004 se llevaron a cabo estudios encaminados al aprovechamiento de la energía térmica residual disponible en los gases de escape de las turbinas de los turbocompresores de las Estaciones de Compresión para la generación de energía eléctrica. Se analizó, especialmente, una nueva tecnología de generación de electricidad basada en un Ciclo Rankine Orgánico (ORC), donde el fluido de trabajo es orgánico y más ventajoso para este tipo de procesos. Esto es una muestra de la constante preocupación de Enagás por mejorar el rendimiento energético de sus instalaciones y reducir la emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, se están llevando a cabo, en colaboración con la Agencia de la Energía de Barcelona, estudios para aprovechar la Planta de Regasificación de Barcelona para la producción de frío residencial en la zona franca de Barcelona, habiéndose definido la Tecnología más adecuada para llevar a cabo el proyecto de "District Cooling" en el área indicada.

Dentro del **Área de Seguridad**, se finalizó la evaluación de un nuevo sistema de detección de afecciones de terceros a gasoductos, denominado SECURE PIPE. Este proyecto, realizado en colaboración con otras empresas gasistas en el marco del GERG, estudió la posibilidad de utilizar el cable de fibra óptica, instalado junto al gasoducto, para detectar la presencia de actividades potencialmente peligrosas junto al mismo.

Asimismo, en colaboración con otras compañías gasistas, se desarrollaron dife-

rentes proyectos y estudios relacionados con el análisis de riesgos en gasoducto, principalmente en el desarrollo de la herramienta informática de cálculo PIPESAFE. También se está trabajando en el estudio de la influencia del aumento de presión de operación de los gasoductos en el riesgo de los mismo, así como en el estudio de mejores métodos de cálculo de las frecuencias de fallo de gasoducto en base a datos históricos de incidentes.

En el **Área de la Medida de Caudal** se está participando en dos proyectos, dentro del GERG, relacionados con las tecnologías de Medida de Caudal por Ultrasonidos y por Efecto Coriolis. Ambas tecnologías, ya desarrolladas y probadas a diferentes niveles en otros ámbitos, se encuentran en fase de optimización mediante ensayos de campo y presentan excelentes expectativas para su aplicación en la medida de flujo de gas en el transporte y distribución.

Por otro lado, durante 2004 se siguió realizando un importante número de ensayos y análisis en los **laboratorios de Enagás** en sus distintas especialidades: Laboratorio de Contadores de Gas, laboratorio de Instrumentación y laboratorio de Análisis.



Sistemas de Información

El ejercicio 2004 fue un año importante en la definición de necesidades y evaluación de nuevas tecnologías, que permitirán dar un salto cualitativo en los procesos de operación y gestión de la Compañía.

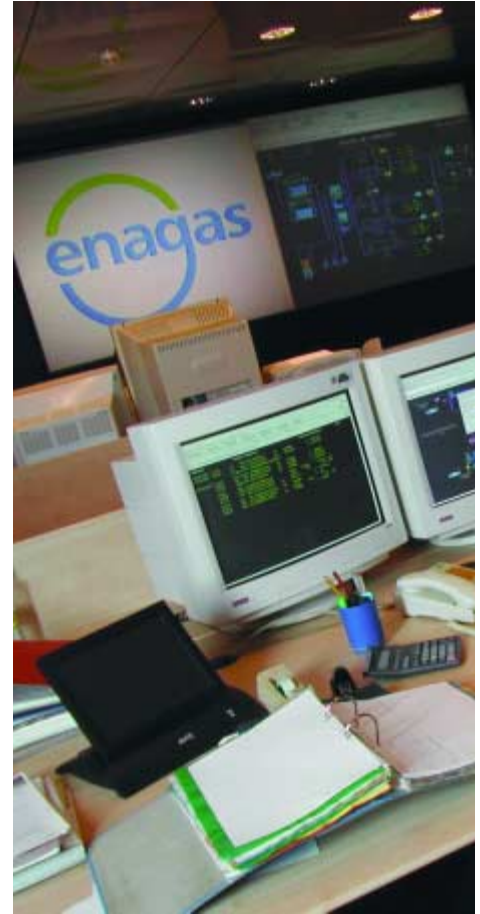
En este área se realizó el análisis de requerimientos de un Sistema de Compras al mismo tiempo que se integraron las bases de datos de los proveedores, servicios y materiales, y se adquirieron las licencias del futuro Portal de Compras.

También finalizó el análisis de requerimientos para la gestión de contenidos de la Compañía con una primera etapa focalizada en la gestión documental de la Oficina Técnica Central, donde se evaluaron distintas plataformas de gestión de contenidos, para adquirir la que mejor respondía a las necesidades de la Compañía. Por otra parte, y reconocida la importancia de la integración de procesos, aplicaciones y datos para incrementar la productividad y calidad de los procesos, se evaluaron distintas plataformas de integración de aplicaciones por medio de una prueba de concepto. Fruto de esta evaluación se adquirió la plataforma tecnológica que mejor se adecuaba a las necesidades de Enagás.

Por último, dentro de los aspectos de desarrollo de sistemas, se inició el sistema de información de variables operativas del Gas (SIVOGAS) y la renovación tecnológica de los sistemas de operación.

Sistemas del Mercado Liberalizado

En el año 2004 se continuó la implantación de nuevas funcionalidades en el Sis-



tema Logístico ATR y en los restantes sistemas de negocio, de acuerdo con la fuerte evolución que está experimentando el mercado liberalizado y el número de agentes que participan en el mismo. Adicionalmente existe un continuo trabajo de adaptación en el Sistema Logístico ATR para adecuarlo a las necesidades y requisitos que plantea la Administración. Entre la nueva funcionalidad del SL-ATR es de destacar el procedimiento de carga de mediciones y repartos, la gestión de los centros de gravedad y puntos de conexión transporte-transporte, y la nueva opción de gestión multicontrato. También en los sistemas de análisis y simulación se añadió un nuevo procedimiento

para los cálculos de previsión de la demanda en condiciones de frío extremo. En paralelo, se iniciaron pruebas de conexión con los sistemas logísticos de distribución para intercambio de información, dentro de los acuerdos que patrocina Sedigas. También se finalizó la automatización y mejora del proceso de facturación y liquidaciones de acuerdo con los procedimientos de la CNE.

Formando parte del proceso de reincorporación a la compañía de las funciones de Ingeniería y Construcción residentes en la AIE (Agrupación de Interés Económico que se mantenía con Repsol YPF), se implantaron nuevas aplicaciones de gestión de proyectos dentro del inventario de sistemas de Enagás, en los plazos señalados.

Otros Sistemas Relevantes

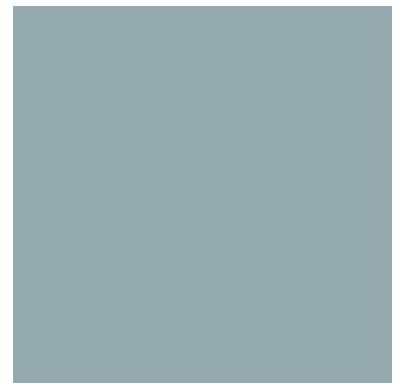
Cabe destacar que en el ejercicio 2004 se pusieron en producción otros sistemas relevantes para la Compañía, como son la nueva Aplicación de Salud Laboral que permite cumplir toda la normativa de protección de datos, el Sistema de Información Geográfica (GIS) para los 7.200 kms de gasoductos, una nueva aplicación de tesorería financiera para gestión de derivados y administración de la deuda, y la automatización de la consolidación contable de las seis empresas que conforman el grupo Enagás.

Seguridad de los Sistemas

Enagás continuó en el año 2004 con el compromiso firme de aplicar en sus Sistemas de Información la misma cultura y preocupación en cuanto a seguridad, que la realizada en las instalaciones y operaciones físicas de la Compañía.

En este sentido, durante el ejercicio se realizaron diferentes análisis para minimizar los riesgos actuales en los procesos de negocio, se elaboraron informes detallados respecto a la seguridad de aplicativos críticos (SL-ATR) y a controles de seguridad de acuerdo con la norma ISO UNE-17799. Adicionalmente se definió el Plan Director de Seguridad cuyos objetivos principales son:

- Dotar de un Sistema de Gestión de la Seguridad de la Información alineada con los Objetivos de Negocio, coherente con sus necesidades, mantenible y adaptable.
- Implantar la función de Seguridad de la Información
- Implantar una Política y Normas de Seguridad de la Información, completa, formal y adaptada a los requisitos externos e internos.
- Implantar una Arquitectura de Seguridad de la Información escalable, intuitiva, sencilla y controlable.



Renovación Tecnológica

Continuando con la modernización de las infraestructuras tecnológicas, en el año 2004 se renovó la tecnología de la red de datos ampliando su ancho de banda, lo que permitirá a Enagás incorporar nuevas aplicaciones con una demanda de comunicaciones y velocidad de acceso media/alta. Dichas aplicaciones son: Voz sobre IP, videoconferencia, aplicaciones GIS, integración con servicios de seguridad y control de accesos, tecnología inalámbrica, gestores documentales y e-learning.

Web de Enagás

La página web de Enagás (www.enagas.es) es uno de los medios más importantes con los que cuenta la Compañía para comunicarse con los distintos grupos de interés y cumplir con su objetivo de transparencia informativa. Es por ello, que los contenidos de la misma son actualizados y ampliados de manera continua.

La web de Enagás ofrece información detallada de la demanda de gas en tiempo real, de la organización, infraestructuras operativas y capacidades del sistema, el medioambiente, el marco legal e información económico-financiera, entre otras. El capítulo relativo a Accionistas e Inversores recoge abundante información financiera y bursátil, así como todos aquellos aspectos relacionados con el gobierno corporativo.

Las visitas a la página web de Enagás continúan incrementándose año tras año, tal y como se puede observar en el gráfico adjunto. Asimismo, el número de archivos descargados aumentó un 60% respecto al año 2003.



Acción Social

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 compromiso de Enagás con el entorno, quedó reforzado en 2003 cuando la Compañía se adhirió en al Pacto Mundial de la ONU ("The Global Compact"), cuyos principios desarrollan aspectos relativos a los derechos humanos, las normas laborales y el medio ambiente.

Durante el ejercicio 2004, Enagás realizó una serie de acciones destinadas a la ayuda social, patrocinio cultural y conservación de la naturaleza.

Patrocinios y Colaboraciones

En el año 2004, Enagás colaboró con diversas Instituciones y Organismos con el objetivo de suplir o minimizar carencias de algunos colectivos especialmente necesitados.

La Compañía hizo hincapié en mostrar su solidaridad y ayuda a la integración de las personas con algún tipo de discapacidad y con escasos recursos a través de la aportación económica al Proyecto Educativo "Tungurahua" (Ecuador), llevado a cabo por la ONG Ayuda en Acción. También cabe destacar la contribución económica al "Proyecto Alzheimer" dirigido por la Fundación Reina Sofía, un planteamiento socio-sanitario que intenta hacer frente a las graves consecuencias que esta enfermedad ocasiona tanto a los enfermos como a su núcleo familiar.

Enagás continúa apoyando iniciativas destinadas a la implantación de los valores so-



ciales, del respeto y de la defensa de los derechos humanos en la Sociedad. Muestra de lo anterior es la colaboración realizada por la Empresa con Acción Social Empresarial (ASE), cuyo fin es el desarrollo de una estructura empresarial más adecuada socialmente al orden humano.

Enagás adopta, como uno de sus principios de actuación más importantes, la preservación del medio ambiente, prestando especial atención a la protección del entorno en el que desarrolla sus actividades. En este sentido, la Compañía firmó en 2004 un acuerdo de colaboración con la Asociación para la Defensa de la Naturaleza y los Recursos de Extremadura (ADENEX), para el mantenimiento de la Reserva Biológica de Sierra Grande de Hornachos (Badajoz). Las actuaciones de

Enagás en el medio natural se encuentran especificadas con mayor detalle en el Informe Medioambiental.

En el ámbito cultural, la Compañía volvió a ofrecer, un año más, su patrocinio a la Fundación Teatro Lírico del Teatro Real de Madrid. También prestó ayuda a los Ayuntamientos de Yela y Brihuega (Guadalajara) y Villafranca de Córdoba (Córdoba) para la financiación de actividades culturales. Además, la Compañía es socio benefactor de la "Asociación Cultural El Cachirulo" de Huesca.

Como empresa integrada en la comunidad, Enagás sigue apoyando distintas iniciativas destinadas a la mejora del desarrollo económico y social de los municipios españoles, especialmente en aquellos en los que desarrolla su actividad. En este sentido, hay que señalar la donación realizada por Enagás al Ayuntamiento de Villafranca de Córdoba para la adquisición de material destinado a la seguridad ciudadana y la

entrega de un vehículo industrial a la Sociedad Agraria de Larrés (Huesca) como ayuda a su labor diaria.

Durante 2004 Enagás participó en los principales foros energéticos de España y de Europa, con intervenciones, ponencias y exposiciones en Sedigas, en el Club Español de la Energía, Instituto Superior de la Energía, Internacional Gas Union, GTE o Eurogas, entre otros organismos.

También colaboró con otras entidades que, aunque su actividad no esté centrada en el sector energético, sus funciones son de especial interés para Enagás, como la Fundación Biodiversidad, el Instituto Geológico Minero de España o el Instituto Navarro de Salud Laboral.

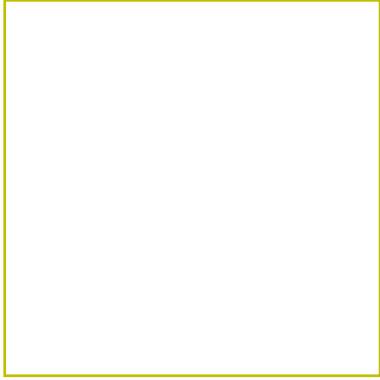
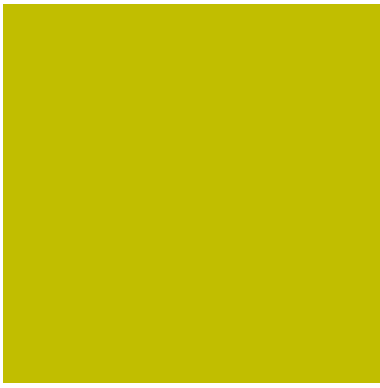
Además, se atendieron solicitudes para asistir a otro tipo de foros como escuelas de negocios (IESE, Instituto de Empresa), Universidades, Administraciones Públicas, etc.





Gobierno
Corporativo





↗ Gobierno Corporativo

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”, 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, conforme al contenido mínimo que en dicha Ley se especifica 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.

Enagás, siempre fiel a su compromiso de cumplimiento de la normativa y recomendaciones existentes sobre buen gobierno que afectan a sociedades cotizadas, y consciente de la necesidad de transmitir una información transparente y clara, como bien de gran valor, lleva adoptando desde el ejercicio 2002 todas las medidas impuestas por las citadas normas legales, abordando, en consecuencia, las necesarias reformas de sus reglamentos internos.

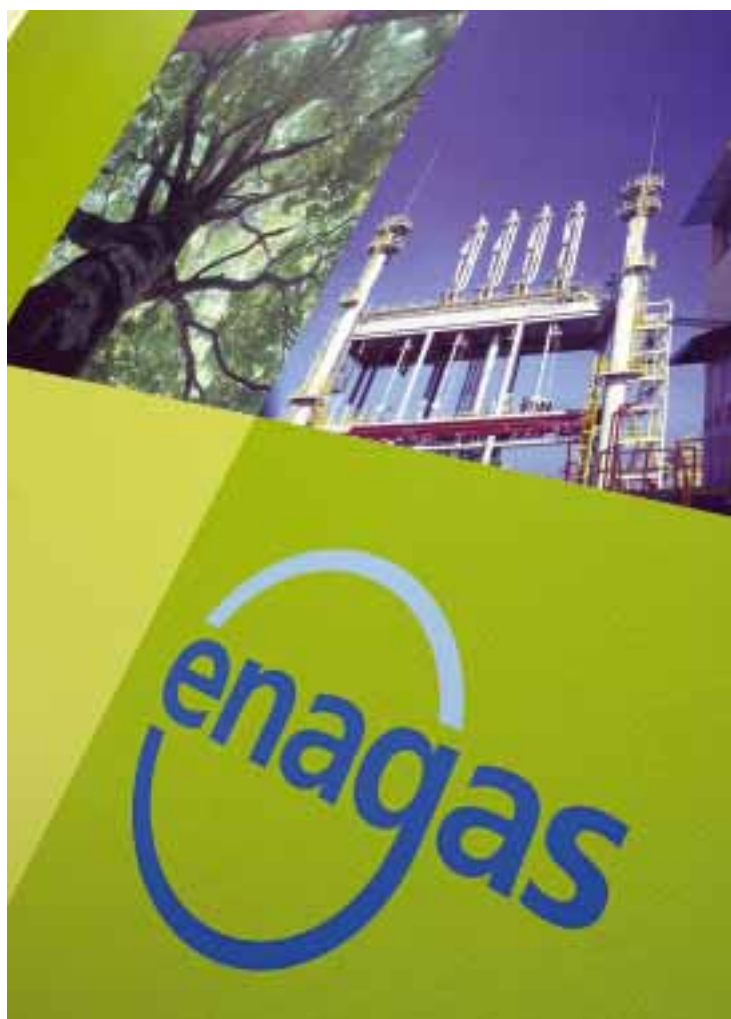
Como hitos más importantes en lo que se refiere a Gobierno Corporativo, en los ejercicios precedentes, se destacan los siguientes:

- 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, teniendo especial importancia a estos efectos el establecimiento de unos deberes exigentes para los Consejeros, regulación de Comisiones del Consejo y atribución a las mismas de una serie de funciones y competencias dirigidas a reforzar las garantías de objetividad con las que todo Consejo debe abordar determinadas cuestiones. A este respecto, Enagás, adelantándose a las normas legales, incluyó en el capítulo de gobierno corporativo, contenido en la Memoria del ejercicio 2002, información cuantificada sobre la retribución global percibida por el Consejo de Administración.
- Durante el ejercicio 2003 Enagás, adelantándose ya a la Ley 26/2003, de 18 de julio, de Transparencia de Sociedades Anónimas Cotizadas, aprobó en la Junta General de Accionistas 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.

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 adoptaron, durante el

ejercicio 2004, diversas medidas tendentes a garantizar la transparencia de la información relativa a la Empresa, 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, dos medidas fundamentales:

- En la Junta General de Accionistas de Enagás celebrada el 30 de abril de 2004 se adoptó un nuevo texto de Regla-



mento de la Junta General, con el fin de adaptar su regulación a las últimas novedades establecidas por la Ley 26/2003, de 17 de julio y asimismo, garantizar un mejor ejercicio de los derechos básicos de los accionistas. Las modificaciones contenidas en el nuevo texto implican una reorganización y un mayor desarrollo de los derechos de los accionistas, de información, asistencia, voto y representación, en aras a una mayor transparencia de la Sociedad. Con ello, la Sociedad garantiza a los Ac-

cionistas una mayor disponibilidad de medios para la obtención de información sobre los asuntos comprendidos en el Orden del Día de la Junta General, extendiéndose la obligación de información por parte de los administradores a los días posteriores a la celebración de la Junta.

- Con el objetivo de que la información sobre la Compañía se difunda de manera transparente y se publique para su conocimiento general por accionistas, inversores y al mercado, y para dar cumplimiento de las previsiones contenidas en la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, Enagás cuenta con una página web institucional (www.enagas.es /www.enagas.com), en la que se incluyen tanto los hechos económicos y corporativos, como todos aquellos de carácter significativo que se produzcan en relación con la misma. Así, a través de la página web se pueden consultar 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 así como los hechos relevantes comunicados a los mercados. También se pueden consultar 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.

Siendo el Consejo de Administración en Enagás el órgano al que se le encomienda la realización de cuantos actos de gestión,



representación y control sean necesarios para la consecución del objeto y fin social, con fecha de 19 de febrero de 2004 se aprobó su nuevo Reglamento, con el fin de adaptarlo a las exigencias legales y a las recomendaciones existentes sobre Gobierno Corporativo, incorporando las siguientes novedades:

- Adaptación de la regulación de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones a la Ley 44/2002 de reforma del sistema financiero y a tendencias más recientes en materia de Gobierno Corporativo.
- Nueva redacción de los apartados relativos a los deberes de los Consejeros a fin de adaptarlo a las modificaciones introducidas por la Ley 26/2003 de transparencia.
- Redefinición de las clases de consejeros, distinguiendo entre Consejeros Independientes y Dominicales o Ejecutivos y procurando que en todo caso en la composición del Consejo, los primeros representen una amplia mayoría sobre los Ejecutivos.
- Sistematización en la definición de las funciones del Consejo, diferenciando entre objetivos y funciones y en relación con éstas, agrupándolas según su naturaleza, permitiendo de esta manera mejorar la operatividad del mismo.
- Nueva redacción de la regulación de las relaciones con los accionistas, a fin de adaptarlo a lo establecido en la Ley 26/2003 en relación con la solicitud pública de representación de acciones y en la formación a proporcionar a accionistas.

Por otro lado, con el propósito de dotar a la Comisión de Auditoría y Cumplimiento



de una mayor independencia en su funcionamiento respecto del Consejo de Administración, con fecha 19 de febrero de 2004 se aprueba su Reglamento, completando, de esta manera, la regulación contenida en los artículos 44 de los Estatutos Sociales y 26 del Reglamento del Consejo de Administración. En el Reglamento de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento se establece que ésta tiene como principales objetivos evaluar el sistema de verificación contable de la Sociedad, velar por la independencia del Auditor Externo, revisar el sistema de control interno y velar por la transparencia informativa y por el cumplimiento de las normas internas de conducta, para lo que se le atribuyen funciones y competencias propias, en relación con los estados financieros, Audito-

ría Interna, Auditoría Externa, Gobierno Corporativo, Accionistas y mapa de riesgos de la Sociedad.

Como sociedad cotizada, Enagás adoptó las medidas precisas para asegurar que la información financiera, trimestral, semestral y anual y cualquiera otra que se exija de conformidad con la normativa aplicable, se ponga a disposición de los mercados, para lo que Enagás, bien a través de su Presidente, o bien por medio del Director de Relación con Inversores, Secretario del Consejo, Director Financiero o Director de Asuntos Jurídicos, difunde mediante comunicación a la Comisión Nacional del Mercado de Valores toda información relevante, lo que se realiza con carácter previo a su difusión por cualquier medio y tan pronto como sea conocido el hecho, se haya adoptado la decisión o firmado el acuerdo de que se trate, de manera clara, veraz y completa, a fin de que no induzca a error o engaño.

Enagás, fiel a su compromiso de transparencia informativa, va más allá e incluso 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, se ha adelantado a la aplicación de la Orden EHA/3050/2004, de 15 de septiembre, incluyendo en el Informe de Gobierno Corporativo correspondiente al presente ejercicio 2004 una información exhaustiva, detallándose todas aquellas operaciones descritas en la mencionada Orden. Esta práctica se está llevando a cabo desde el año 2002.



El Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio 2004 fue aprobado por el Consejo de Administración en su sesión de fecha 17 de marzo de 2005. 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 completo, 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 Enagás, S.A.:

1. Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Enagás, S.A. y Sociedades dependientes que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2004 y la cuenta de pérdidas y ganancias y la memoria consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad Dominante. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas, que requieren 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. De acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance de situación, de la cuenta de pérdidas y ganancias y del cuadro de financiación consolidados, además de las cifras del ejercicio 2004, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2004. Con fecha 20 de febrero de 2004 otros auditores emitieron su informe de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2003 en el que expresaron una opinión sin salvedades.
3. Según se indica en la Nota 30, aun cuando no están obligados a ello, los Administradores de Enagás, S.A., han considerado adecuado suministrar en su memoria de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2004 del Grupo Enagás, una estimación detallada del impacto que supondrá la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera sobre los balances de situación consolidados al 1 de enero y al 31 de diciembre de 2004 y sobre la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2004, derivado de las principales diferencias que se producen con respecto de la aplicación de los principios contables actualmente en vigor en España, así como una explicación de las mismas.
4. En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2004 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de Enagás, S.A. y Sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2004 y de los resultados de sus operaciones y de los recursos obtenidos y aplicados durante el ejercicio anual terminado en dicha fecha y contienen la información necesaria y suficiente para su interpretación y comprensión adecuada, de conformidad con principios y normas contables generalmente aceptados que guardan uniformidad con los aplicados en el ejercicio anterior.

5. El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2004, contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad Dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2004. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de las sociedades del Grupo.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. N° S0692



Javier Acevedo Jiménez de Castro

18 de febrero de 2005

**BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO DEL GRUPO ENAGÁS**
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004 Y 2003 (Expresado en miles de euros)

Nota núm.	Activo	31.12.04	31.12.03
	INMOVILIZADO	2.967.918	2.649.442
4	Gastos de establecimiento	1	5
5	Inmovilizaciones inmateriales	12.048	10.898
	Gastos de investigación y desarrollo	14.768	13.684
	Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	8.040	7.892
	Aplicaciones informáticas	13.171	9.439
	Amortizaciones	(23.931)	(20.117)
6	Inmovilizaciones materiales	2.921.889	2.603.170
	Terrenos y construcciones	80.440	75.924
	Instalaciones técnicas y maquinaria	3.664.806	3.181.862
	Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	12.158	11.375
	Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	450.103	479.959
	Otro inmovilizado	21.806	21.893
	Provisiones	(9.402)	(9.845)
	Amortizaciones	(1.298.022)	(1.157.998)
7	Inmovilizaciones financieras	33.980	35.369
	Créditos a empresas del grupo	23.515	26.477
	Cartera de valores a largo plazo	1.675	1.338
	Otros créditos	497	604
	Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	697	587
	Administraciones Públicas a largo plazo	7.596	6.363
8	GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	20.333	20.181
	ACTIVO CIRCULANTE	483.543	423.423
9	Existencias	2.384	2.407
	Materiales de consumo y reposición	2.384	2.407
10	Deudores	472.533	403.967
	Clientes por ventas y prestaciones de servicios	125.753	98.571
	Empresas del grupo, deudores	1.686	1.575
	Empresas asociadas, deudores	125.573	100.828
	Deudores varios	185.950	159.822
	Personal	154	216
	Administraciones públicas	33.417	44.499
	Provisiones	-	(1.544)
	Inversiones financieras temporales	5.646	6.776
	Créditos a empresas del grupo	3.919	3.782
	Otros créditos	1.727	2.994
	Tesorería	300	2.100
	Ajustes por periodificación	2.680	8.173
	TOTAL GENERAL	3.471.794	3.093.046

Las notas 1 a 30 de la Memoria Consolidada, forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2004

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO DEL GRUPO ENAGÁS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004 Y 2003 (Expresado en miles de euros)

Nota núm.	Pasivo	31.12.04	31.12.03
11	FONDOS PROPIOS	1.017.295	932.359
	Capital suscrito	358.101	358.101
	Reserva de revalorización	342.505	342.505
	Reserva Legal	71.620	70.842
	Reservas Voluntarias	111.171	43.997
	Reservas en soc. consolidadas por integ. Proporcional	6.807	3.543
	Pérdidas y ganancias consolidadas	158.126	142.019
	Dividendo activo a cuenta	(31.035)	(28.648)
12	INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	425.448	451.227
	Subvenciones de capital	379.715	399.003
	Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	45.733	52.224
13	PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	10.880	4.737
	Otras provisiones	10.880	4.737
	ACREEDORES A LARGO PLAZO	1.363.715	1.255.467
14	Deudas con entidades de crédito	1.331.137	1.215.311
16	Deudas con empresas del grupo y asociadas	4.576	8.469
	Deudas con empresas asociadas	4.576	8.469
	Otros acreedores	28.002	31.687
15	Otras deudas	25.588	29.589
	Administraciones publicas a largo plazo	2.414	2.098
	ACREEDORES A CORTO PLAZO	654.456	449.256
14	Deudas con entidades de crédito	63.007	24.945
	Deudas con empresas del grupo y asociadas	259.919	146.845
	Deudas con empresas del grupo	3.308	2.801
16	Deudas con empresas asociadas	256.611	144.044
	Acreedores comerciales	262.231	212.837
	Deudas por compras o prestaciones de servicios	262.231	212.837
	Otras deudas no comerciales	69.299	64.629
	Administraciones públicas	31.798	28.623
	Otras deudas	4.746	5.820
	Dividendo activo a pagar	31.035	28.648
	Remuneraciones pendientes de pago	1.624	1.442
	Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	96	96
	TOTAL GENERAL	3.471.794	3.093.046

Las notas 1 a 30 de la Memoria Consolidada, forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2004

**CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS DEL GRUPO ENAGÁS PARA LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2004 Y 2003** (Expresado en miles de euros)

Nota núm.	Debe	2004	2003
	GASTOS		
19	Aprovisionamientos	729.165	1.037.913
	Consumo de materias primas y otras materias consumibles	720.551	1.030.569
	Otros gastos externos	8.614	7.344
20	Gastos de personal	57.913	58.014
	Sueldos, salarios y asimilados	42.984	42.681
	Cargas sociales	14.929	15.333
	Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	144.795	133.612
	Variación de las provisiones de tráfico	(412)	(67)
	Otros gastos de explotación	144.499	133.369
21	Servicios exteriores	142.869	131.365
	Tributos	1.630	2.004
	BENEFICIOS DE EXPLOTACION	274.250	249.562
	Gastos financieros y gastos asimilados	35.228	34.060
	Diferencias negativas de cambio	3	3
	RESULTADOS FINANCIEROS POSITIVOS	-	-
	BENEFICIOS DE LAS ACTIVIDADES ORDINARIAS	241.331	217.830
	Variación de las provisiones de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	-	473
	Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	40	10
	Gastos extraordinarios	9	1
	Gastos y pérdidas de otros ejercicios	4.971	-
	RESULTADOS EXTRAORDINARIOS POSITIVOS	1.300	-
	BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS	242.631	217.376
17	Impuesto sobre Sociedades	84.505	75.357
	RESULTADO DEL EJERCICIO (BENEFICIO)	158.126	142.019

Las notas 1 a 30 de la Memoria Consolidada adjunta, forman parte integrante a 31 de diciembre de 2004 de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada para el ejercicio anual terminado.

CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS DEL GRUPO ENAGÁS PARA LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2004 Y 2003 (Expresado en miles de euros)

Nota núm.	Haber	2004	2003
INGRESOS			
18	Importe neto de la cifra de negocios	1.295.029	1.569.555
	Ventas	726.085	1.037.623
	Prestaciones de servicios	568.944	531.932
	Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	7.082	170
	Otros ingresos de explotación	48.099	42.678
	Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	27.698	22.184
12	Subvenciones	20.401	20.494
	Ingresos de participaciones en capital	336	181
	Ingresos de otros valores negociables y de créditos del activo inmovilizado	1.643	1.948
	Otros intereses e ingresos asimilados	333	125
	Diferencias positivas de cambio	-	77
	RESULTADOS FINANCIEROS NEGATIVOS	32.919	31.732
	Beneficios en enajenación de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	19	25
	Ingresos extraordinarios	797	5
	Ingresos y beneficios de otros ejercicios	5.504	-
	RESULTADOS EXTRAORDINARIOS NEGATIVOS	-	454

Las notas 1 a 30 de la Memoria Consolidada adjunta, forman parte integrante a 31 de diciembre de 2004 de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada para el ejercicio anual terminado.



Memoria de las cuentas anuales consolidadas del Grupo Enagás del Ejercicio Anual terminado el 31 de diciembre de 2004

1. Bases de presentación y principios de consolidación

a) Bases de presentación

Las Cuentas Anuales Consolidadas que se presentan de acuerdo con los principios y normas contables recogidos en el Plan General de Contabilidad, aprobado por real decreto 1643/1990, de 20 de diciembre, y lo establecido en la Ley 19/1989 de 25 de julio, de reforma parcial y adaptación de la legislación mercantil a las Directivas de la Comunidad Económica Europea en materia de Sociedades, y en el Real Decreto 1815/1991 por el que se aprueban las normas para la formulación de Cuentas Anuales Consolidadas de forma que muestran la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados del Grupo consolidado.

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 2004.

Las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2003 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Enagás, S.A. celebrada el 30 de abril de 2004. Las Cuentas Anuales individuales de Enagás, S.A., formuladas el día 17 de febrero de 2005, y las de cada una de las restantes sociedades incluidas en el perímetro de consolidación correspondientes al ejercicio 2004, excepto las sociedades Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga y Gasoduto Braga - Tuy, que han sido formuladas por los respectivos Consejos de Administración, se encuentran pendientes de aprobación por las respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, el Consejo de Administración de Enagás, S.A. considera que dichas Cuentas Anuales serán aprobadas sin modificaciones.

b) Comparación de la información

Las cifras contenidas en el Balance de Situación, en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias y en estas notas explicativas se muestran en miles de euros.

Se ha establecido en 2004 en Enagás, S.A., un procedimiento para la activación de gastos de personal vinculados a los proyectos de inversión a través de la imputación del coste de horas dedicadas por el personal de Enagás a los mencionados proyectos, que ya se venía aplicando con anterioridad para los proyectos de I + D, imputándose la totalidad del importe a través de Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado. El importe activado en el ejercicio ha ascendido a 7.082 miles de euros.

Salvo lo anteriormente mencionado, el Grupo no ha realizado modificaciones en la estructura del Balance de Situación Consolidado ni en la de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, manteniéndose la estructura de presentación de los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio 2003.

c) 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, a excepción de la financiera Enagás International Finance, S.A.

Los porcentajes de participación de Enagás, S.A. en dichas sociedades son los siguientes:

 Sociedad	% de participación
Gasoducto Al-Andalus, S.A. (España)	66,96
Gasoducto de Extremadura, S.A. (España)	51,00
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A. (Portugal)	12,00
Gasoduto Braga - Tuy, S.A. (Portugal)	49,00
Enagás International Finance, S.A. (Luxemburgo)	99,99

Cabe destacar, que la sociedad Enagás, S.A. poseía un 99,99% de participación en la Sociedad Enagás International Finance, S.A. hasta el 25 de Noviembre de 2004 fecha en la que se disolvió dicha sociedad.

La consolidación se ha realizado de la siguiente manera:

- Por el método de integración proporcional para aquellas sociedades multigrupo gestionadas conjuntamente con Transgás, S.A., (empresa portuguesa). y por el método de integración global para la sociedad Enagás International Finance, S.A., sociedad que ha sido disuelta en el ejercicio 2004 y por tanto no ha sido consolidada en dicho ejercicio.
- 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 aquéllas.
- 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.
- 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.
- 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 voluntarias.

Los dividendos a cuenta se eliminan contra la cuenta deudora representativa de los mismos en la Sociedad que los distribuyó.

2. Normas de valoración

Los criterios contables más significativos aplicados en la formulación de los estados financieros consolidados son los que se describen a continuación:

a) Gastos de establecimiento. Corresponden a los gastos de constitución, primer establecimiento y ampliación de capital, que se amortizan en un período de cinco años para Enagás International Finance y de cuatro años para el Gasoduto Braga – Tuy, S.A.

b) Inmovilizaciones inmateriales:

Los Gastos de investigación y desarrollo se valoran 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 y se amortizan el 95% del coste en el primer año y el resto en el año siguiente.

Las Concesiones administrativas se valoran al precio de adquisición y se amortizan en función de la vida de las mismas.

Las Aplicaciones informáticas se valoran por el importe satisfecho por la propiedad o por el derecho al uso de programas informáticos, así como por su coste de producción si son desarrolladas por el grupo. La amortización de las mismas se realiza en un plazo de cuatro años.

c) Inmovilizaciones materiales. Los bienes incluidos en el Inmovilizado material se valoran al precio de adquisición o al coste de producción, con excepción de la revalorización efectuada como consecuencia de la actualización de balances realizada en el ejercicio de 1996 en Enagás, S.A.

Forman parte del Inmovilizado material, entre otros, los costes financieros correspondientes a la financiación de los proyectos de infraestructura cuando su período de construcción supera el año.

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo como mayor valor del bien exclusivamente cuando 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. Por el contrario, los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se cargan a los resultados del ejercicio en que se incurren.

Los importes relacionados con los Trabajos efectuados para el inmovilizado material se imputan como coste directo de la inversión.

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

Se dotan las Provisiones por depreciación que sean precisas para cubrir las posibles contingencias que pueda generar la inactividad del inmovilizado, así como aquellas derivadas por correcciones de valor de los bienes en los casos en los que el valor de mercado que le corresponda al cierre del ejercicio sea inferior al valor neto contable y siempre que éste último no sea recuperable por la generación de ingresos suficientes para cubrir todos los costes y gastos, incluida la amortización. El inmovilizado material se amortiza linealmente en base a su vida útil estimada.

Los coeficientes de amortización que resultan de las vidas útiles estimadas, son los siguientes:

	Coeficiente %
Construcciones	2 - 3
Instalaciones técnicas (red de transporte)	3,33 - 5
Depósitos	5
Almacenamientos subterráneos	4
Otras Instalaciones técnicas y maquinaria	5 - 12
Útiles y herramientas	30
Mobiliario y enseres	10
Equipos informáticos	25
Elementos de transporte	16

d) Inmovilizaciones financieras. Las inversiones en valores negociables, tanto si se trata de valores de renta fija como variable, y si son a corto o a largo plazo, se reflejan en el Balance de Situación Consolidado a su coste de adquisición, regularizado y actualizado, en su caso, de acuerdo con lo establecido en la Ley 9/1983, de 13 de julio, o a su valor de mercado, si fuese inferior. No forman parte del coste de adquisición los dividendos devengados ni los intereses explícitos devengados y no vencidos en el momento de la compra.

A efecto de las correcciones valorativas de los valores negociables admitidos a cotización en un mercado secundario organizado, que no sean participaciones de capital de sociedades del grupo o asociadas, se considera valor de mercado el inferior entre la cotización media del último trimestre y la cotización del día de cierre del Balance. Para las participaciones en capital en empresas del Grupo o Asociadas, admitidas o no a cotización en un mercado secundario organizado, se considera como valor teórico contable que corresponda a las mismas, corregido en el importe de las plusvalías tácitas existentes en el momento de la adquisición y que subsistan en la actualidad, teniendo en cuenta la evolución de los fondos propios. Este último criterio se aplica al resto de participaciones en capital que no coticen en un mercado secundario organizado.



Los títulos sin cotización oficial se encuentran contabilizados a su coste de adquisición minorado, si fuese preciso, por las provisiones necesarias para reflejar las posibles pérdidas de valor sufridas.

- e) Gastos a distribuir en varios ejercicios. Se registran como gastos a distribuir en varios ejercicios los pagos que se devengan en ejercicios futuros, aplicándose a resultados en el período que corresponda.

En Gasoduto Campo Maior-Leiria – Braga, S.A. y Gasoduto Braga-Tuy, S.A. se recogen los derechos de transporte de gas y gastos financieros directamente relacionados, los cuales son amortizados de forma lineal hasta el año 2020.

Dentro de este epígrafe se incluyen en Enagás, S.A. los gastos a largo plazo incurridos en relación con formalización de préstamos, que se registran por su precio de coste y se amortizan en función de la duración del préstamo dentro del epígrafe Gastos financieros y gastos asimilados de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

- f) Existencias. La sociedad no mantiene la propiedad de ninguna existencia de gas ya que en la actividad de compraventa de gas, adquiere y entrega a las Distribuidoras el gas para su venta, y en su actividad relacionada con el mercado liberalizado recibe un gas para ser en su caso regasificado y transportado hasta los puntos donde indique el Comercializador. En su carácter de transportista de gas natural, la entidad controla las mediciones de entrada y salida del sistema y gestiona las mermas y autoconsumos.

El resto de materiales se valora al coste promedio de las compras, resultando en ambos casos un valor igual o inferior al de mercado. Si es necesario, se dotan las provisiones por depreciación que sean precisas para cubrir la obsolescencia de los materiales.

- g) Deudores y acreedores comerciales y no comerciales. Los débitos y créditos originados por las operaciones, ya sean o no, consecuencia del tráfico normal del negocio se registran por su valor nominal y se clasifican a corto o a largo plazo según sea su vencimiento inferior o superior a un ejercicio económico.

Se practican las correcciones valorativas que se estiman necesarias para provisionar el riesgo de insolvencia. Las cuentas de crédito se muestran por el importe dispuesto.

Los derivados financieros mantenidos por Enagás, S.A. corresponden a operaciones de cobertura de flujos de tesorería y tienen como objeto eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura. Las primas pagadas por estos derivados se periodifican siguiendo un criterio financiero. La imputación a resultados de los beneficios o pérdidas que se ponen de manifiesto a lo largo de la vida de los derivados, se realizan con el mismo criterio de imputación temporal que el empleado con los resultados producidos por la operación principal cuyo riesgo cubre.

- h) Reservas en sociedades consolidadas por integración proporcional. Estas reservas corresponden a la diferencia entre el valor contable de la participación en las sociedades consolidadas y el valor teórico contable de las mismas.
- i) Ingresos a distribuir en varios ejercicios. Las Subvenciones de capital no reintegrables se valoran por el importe concedido y se aplican linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado que financian.

Para mostrar la imagen fiel, y atendiendo a su relevancia, las Subvenciones de capital transferidas al resultado del ejercicio se aplican a Otros ingresos de explotación de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada con el fin de correlacionarlas con las amortizaciones de los inmovilizados afectados.

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

- j) Fondo de pensiones. 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) Otras provisiones. Los compromisos de pago futuros correspondientes a responsabilidades probables o ciertas se materializan con la constitución de las correspondientes provisiones para riesgos y gastos. Su dotación se efectúa cuando estas circunstancias se ponen de manifiesto y en función del importe estimado de los riesgos.
- l) Impuesto sobre Sociedades. El gasto por Impuesto sobre Sociedades del ejercicio se calcula en función del resultado económico antes de impuestos, aumentado o disminuido, según corresponda, por las diferencias permanentes con la base imponible del Impuesto sobre Sociedades (ver Nota 17), entendiendo éstas como las diferencias producidas que no revierten en periodos subsiguientes. Las deducciones de la cuota por incentivos fiscales y las bonificaciones del Impuesto sobre Sociedades registradas contablemente, al considerarse que las mismas se aplicarán en ejercicios futuros, minoran el gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades del ejercicio.

Las diferencias temporales no afectan al impuesto como gasto a efectos de este cálculo, registrándose estas diferencias en las cuentas de impuesto sobre beneficios anticipado o impuesto sobre beneficio diferido, según su naturaleza.

Es política del Grupo registrar impuestos anticipados únicamente si no existen dudas de su recuperación futura.

m) Ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo, es decir, cuando se produce la corriente real de bienes y servicios que los mismos representan, con independencia del momento en que se produzca la corriente monetaria o financiera derivada de ellos.

Con carácter general y siguiendo el principio de prudencia, se han contabilizado únicamente los beneficios realizados a la fecha de cierre del ejercicio, en tanto que los riesgos previsibles y las pérdidas, aun las eventuales, se contabilizan tan pronto son conocidas. Como consecuencia de la nueva 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 con-



tinuación se detallan los criterios aplicados para el reconocimiento de los ingresos sujetos a la nueva regulación:

A partir del 19 de febrero de 2002

El 15 de febrero de 2002 fueron aprobadas por el Ministerio de Economía tres Ordenes Ministeriales por las que se establece el nuevo 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 15 de enero de 2004 fueron aprobados por el Ministerio de Economía tres Órdenes Ministeriales -ECO/31/2004, ECO/32/2004 y ECO/33/2004- en las que se actualizaron para el año 2004 dichas tarifas, publicadas con fecha 19 de enero en el Boletín Oficial del Estado, y que establecen la retribución a percibir a lo largo del año 2004 por todas las sociedades que ejercen la actividad de regasificación, almacenamiento, transporte o distribución.

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

- Regasificación
- 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 3 adjunta.

n) Medio Ambiente. Los costes incurridos en la adquisición de sistemas, equipos e instalaciones cuyo objeto sea la eliminación, limitación o el control de los posibles impactos que pudiera ocasionar el normal desarrollo de la actividad gasista sobre el medio ambiente se consideran inversiones en inmovilizado.

El resto de los gastos relacionados con el medio ambiente distintos de los realizados para la adquisición de elementos de inmovilizado, se consideran gastos del ejercicio.

Por lo que respecta a las posibles contingencias que en materia medioambiental pudieran producirse la Sociedad Matriz y las empresas del Grupo consideran que estas se encuentran suficientemente cubiertas con las pólizas de seguro de responsabilidad civil que tienen suscritas.

ñ) Diferencias de cambio en moneda extranjera. La conversión en euros de los créditos y débitos en moneda extranjera se realiza aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre del ejercicio los saldos nominados en moneda extranjera se ajustan al tipo de cambio vigente en ese momento.

3. Regulación de retribución

a) 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 aquellas que suponen ampliación, su amortización es por 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 %.

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.1.3. Dado que el nuevo sistema 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 pérdidas y ganancias, se ha establecido el criterio lineal para la imputación a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada de estos ingresos correspondientes al coste fijo acreditado. De esta forma se consigue a efectos intermensuales la correlación de ingresos (retribución) y gastos (amortización).
- a.2) Coste variable acreditado. 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 2004 este coste ha quedado fijado en 0,000249 euros por kWh regasificado.

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 tiene 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 2004, 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 0,62 % para peajes y cánones y del 0,30 % para las tarifas. 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 intermensual de los ingresos anteriores a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias 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 Aprovechamientos, S.A. El control de los consumos de gas por parte de las compañías distribuidoras se realiza sobre la base de las lecturas mensuales de los aparatos de medición de estas compañías.

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. Dicho 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.

Dado que este ingreso no se encuentra sujeto a liquidación, el criterio de imputación a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias 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 para el año 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 2004 se establece en un 2,98%.

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.


4. Gastos de establecimiento

Los importes y variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen los gastos de establecimiento, son las siguientes:

	Saldo al 01.01.04	Aumentos	Amortizac.	Saldo al 31.12.04
Gastos de primer establecimiento	4	-	(4)	-
Gastos de ampliación de capital	1	-	-	1
Total	5	-	(4)	1

5. Inmovilizaciones inmateriales

Las variaciones experimentadas por las principales partidas que componen el inmovilizado inmaterial son las siguientes:

	Aumentos	Amortizac.	Saldo al 31.12.04
Gastos de Investigación y desarrollo	13.684	1.084	14.768
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	7.892	148	8.040
Aplicaciones Informáticas	9.439	3.732	13.171
Amortización acumulada	(20.117)	(3.814)	(23.931)
Saldo Neto	10.898	1.150	12.048

Los Incrementos en Gastos de investigación y desarrollo corresponden básicamente a:

- Proyecto de especificaciones generales de plantas GNL
- Mantenimiento SIGMA

Con relación a las Aplicaciones Informáticas, destacan:

- Desarrollo nueva funcionalidad sistema soporte SAP
- Sistema para la gestión y certificación de la adquisición de medidas de gas

6. Inmovilizaciones materiales

Los importes y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen el coste del activo inmovilizado material son:

	Saldo al 01.01.04	Aumentos	Disminuciones	Trasposos	Saldo al 31.12.04
Gastos de primer establecimiento	4	-	(4)	-	-
Terrenos y construcciones	75.924	4.516	-	-	80.440
Instalaciones técnicas y maquinaria	3.181.862	204.228	(1)	278.717	3.664.806
Otras Instalaciones, utillaje y mobiliario	11.375	783	-	-	12.158
Anticipos e inmovilizaciones en curso	479.959	248.861	-	(278.717)	450.103
Otro Inmovilizado	21.893	888	(975)	-	21.806
Total	3.771.013	459.276	(976)	-	4.229.313

En el capítulo de Aumentos de Instalaciones técnicas y maquinaria destacan (representan aproximadamente el 82% del total) la puesta en explotación de:

- Fases I y II del Gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba
- Gasoducto Córdoba-Sta. Cruz de Mudela, Tramos I y II
- Ampliación a 900.000 m³ Planta de Huelva
- Tercer tanque de 150.000 m³ Planta de Huelva
- Estación de Compresión de Córdoba, Fase I
- Estación de Compresión de Crevillente

En lo que respecta a los Aumentos en Inmovilizaciones en curso podemos mencionar (representa más del 80%):

- Gasoducto Cartagena-Lorca
- Gasoducto Castelnou-Tamarite de Litera
- Ampliación de la Estación de compresión de Tibias
- Estación de compresión de Dos Hermanas
- Tercer tanque de la Planta de Cartagena
- Quinto y sexto tanque de la Planta de Barcelona
- Cuarto tanque de la Planta de Huelva




- Ampliación de 180.000 m³ de la Planta de Barcelona
- Ampliación de 900.000 m³ de la Planta de Cartagena

El capítulo de Disminuciones corresponde a las bajas de vehículos por 975 miles de euros. En el capítulo de Traspasos recogemos 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 16.654 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2004.

El movimiento del Inmovilizado material incorporado por aplicación de la actualización de balances es el siguiente:


 Importe a 1 de enero de 2004	213.737
Dotación amortización ejercicio	(16.654)
Saldo a 31 de diciembre de 2004	197.083

En el apartado de Instalaciones técnicas y maquinaria se incluye el gas inmovilizado no extraíble de los almacenamientos subterráneos de gas natural por importe de 118.720 miles de euros.

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


Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de infraestructura activado durante su período de construcción han ascendido a 7.053 miles de euros, totalizando a 31 de diciembre de 2004 como mayor coste del inmovilizado material bruto el importe de 155.118 miles de euros, y se activan directamente sin pasar por trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado.

Las variaciones de la amortización acumulada durante el ejercicio son:

	Saldo al 01.01.04	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.04
Construcciones	29.362	2.529	-	31.891
Instalaciones técnicas y maquinaria	1.101.179	136.111	(1)	1.237.289
Otras instalaciones, utillaje mobiliario	9.521	734	-	10.255
Otro inmovilizado	17.936	1.606	(955)	18.587
Total	1.157.998	140.980	(956)	1.298.022

El importe total de Disminuciones, 956 miles de euros, corresponde básicamente a la baja de vehículos por un importe de 955 miles de euros.

El detalle de las Provisiones de inmovilizado para proyectos desestimados y materiales obsoletos de almacén y sus movimientos durante el ejercicio resulta como sigue:

	Saldo al 01.01.04	Dotación	Aplicación	Saldo al 31.12.04
Provisiones	(9.845)	-	443	(9.402)
Total	(9.845)	-	443	(9.402)


El capítulo de Disminuciones está motivado por las bajas de almacén de materiales de inversión obsoletos.

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

Es política del Grupo contratar todas las pólizas de seguros que se estimen necesarias para dar cobertura a los posibles riesgos que pudieran afectar a los elementos del Inmovilizado material.


7. Inmovilizaciones financieras

El importe y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen el inmovilizado financiero son:


	Saldo al 01.01.04	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.04
Créditos a empresas del grupo	26.477	807	(3.769)	23.515
Cartera de valores a largo plazo	1.338	340	(3)	1.675
Otros créditos	604	-	(107)	497
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	587	124	(14)	697
Administraciones públicas a largo plazo	6.363	3.130	(1.897)	7.596
Total	35.369	4.401	(5.790)	33.980



Los Créditos a empresas del grupo tienen su vencimiento en el ejercicio 2011 y están sujetos a tipo de interés de mercado. El tipo medio para 2004 ha sido 3,04%. Los saldos corresponden al porcentaje de participación de Transgás, S.A. en los préstamos de acuerdo con el siguiente detalle:

	a largo plazo	a corto plazo
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	12.951	2.158
Gasoducto de Extremadura, S.A.	3.771	629
Gasoducto Campo Maior Leiria Braga, S.A.	5.019	837
Gasoducto Braga-Tuy, S.A.	1.774	295
Total	23.515	3.919

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. Sus períodos de amortización son los siguientes:

 Año 2006	3.306
Año 2007	3.545
Año 2008	3.797
Año 2009	4.069
Mas de 5 años	8.797
	<u>23.515</u>

La disminución por importe de 3.769 miles de euros corresponde a la amortización de los Créditos concedidos a los Gasoductos Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A. por 3.602 miles de euros, y Gasoducto Campo Mayor - Leiria - Braga, S.A. y Gasoducto Braga - Tuy, S.A. por 167 miles de euros.

La Cartera de valores a largo plazo está compuesta por un FIM correspondiente al Fondo de Permanencia -1.665 miles de euros- y una participación en la UTE 19º Congreso Mundial del Petróleo -10 miles de euros-.

8. Gastos a distribuir en varios ejercicios

El importe y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen los gastos a distribuir en varios ejercicios son:



	Saldo al 01.01.04	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.04
Enagás, S.A.	434	1.011	(67)	1.378
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	10.976	-	(441)	10.535
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	8.771	-	(351)	8.420
Total	20.181	1.011	(859)	20.333

En el apartado de Disminuciones de Enagás, S.A. se recoge el canon pagado por anticipado a la Sociedad de Gas de Euskadi, S.A. por el uso de gasoductos de esta última sociedad, por un periodo de trece años de los que restan seis años.

En el apartado de Aumentos de Enagás, S.A. se incluyen las comisiones "up-front-fee" a largo plazo de dichas comisiones. El importe es de 700 miles de euros por el préstamo ICO a 15 años y 311 miles de euros por el del ICO a 10 años.

Por parte de Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A. y Gasoduto Braga - Tuy, S.A. se recogen los derechos de transporte de gas y gastos financieros directamente relacionados.

9. Existencias

Las existencias a 31 de diciembre de 2004 corresponden básicamente (ver Nota 2.f) a materiales para el consumo y reposición de las plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de gasoductos.

10. Deudores

Las cuentas de Empresas del grupo, deudores y Empresas asociadas, deudores, corresponden básicamente a ventas de gas natural y servicios de transporte de gas. Los saldos recogen importes que en su conjunto se encuentran dentro de los plazos de vencimientos estipulados y corresponden a entidades de reconocidos prestigio y solvencia.

El saldo de Clientes empresas asociadas de 125.573 miles de euros corresponde básicamente a Gas Natural SDG, S.A. -92.279 miles de euros-, Gas Natural Comercializadora, S.A. -12.977 miles de euros- y a Gas Natural Castilla y León, S.A. -6.297 miles de euros-

A 31 de diciembre de 2004, se encuentra registrado el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas del ejercicio 2004 por importe de 140.357 miles de euros. Durante el inicio del ejercicio 2005, a la fecha de formulación de esta Cuentas Anuales Consolidadas, se ha recibido la liquidación 10 correspondientes al 2004 por importe de 12.732 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 y



2003. El saldo de Deudores varios del Balance de Situación Consolidado adjunto, incluye un importe de 25.522 miles de euros correspondientes al ejercicio 2002 y un importe de 17.394 miles de euros del ejercicio 2003, ambos pendientes de liquidar a cierre del ejercicio.

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”*.

En este sentido, el Grupo mantiene estos saldos por los ejercicios finalizados de 2002 y 2003 dado que si bien los cálculos de tarifas, peajes y cánones de los ejercicios 2004 y 2005, contemplan las posibles desviaciones de los ejercicios 2002 y 2003, únicamente se podrán liquidar los saldos pendientes por dichos ejercicios una vez sean recibidas las mencionadas liquidaciones definitivas.

El saldo de 1.686 miles de euros por Deudores empresas del grupo, corresponde a Gasoducto Al-Andalus, S.A. -918 miles de euros- y a Gasoducto de Extremadura, S.A. -768 miles de euros- y corresponde a los servicios de transporte de gas a Transgás, S.A. pendientes de cobro a dicha fecha, consolidados proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás, S.A. en dichas sociedades.

Se ha procedido a la eliminación de unas partidas antiguas de Clientes de dudoso cobro, que estaban provisionadas en su totalidad, dando de baja las dos cuentas.

La cuenta de Administraciones públicas recoge básicamente el saldo deudor por IVA de Enagás, S.A., cuya devolución se ha solicitado en enero de 2005.

11. Fondos propios

El importe de las cuentas de este epígrafe y su movimiento en el ejercicio son los siguientes:

	Saldo al 01.01.04	Distribución de resultados	Otros	Resultado Ejercicio 2004	Saldo al 31.12.04
Capital Suscrito	358.101	-	-	-	358.101
Reserva de Revalorización	342.505	-	-	-	342.505
Reserva Legal	70.842	778	-	-	71.620
Reserva Voluntaria	43.997	67.174	-	-	111.171
Reserva en sociedades consolidadas	3.543	3.057	207	-	6.807
Pérdidas y ganancias consolidadas	142.019	(142.019)	-	158.126	158.126
Dividendo activo a cuenta	(28.648)	28.648	-	(31.035)	(31.035)
Total	932.359	(42.362)	207	127.091	1.017.295

- a) A 31 de diciembre de 2004, el capital suscrito de Enagás, S.A. 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.
- b) La totalidad de las acciones de la sociedad Enagás, S.A. están admitidas a cotización en la Bolsa Oficial Española y cotizan en el mercado continuo.
La cotización al fin del ejercicio 2004 de las acciones de la Sociedad Enagás, S.A. se situó en 12,20 euros, máximo anual.
- c) Las participaciones más significativas en el capital social de Enagás, S.A. a 31 de Diciembre de 2004 son las siguientes:

	Participación en el capital social %
Gas Natural, Sdg., S.A.	26,100
Caja de Ahorros del Mediterráneo	5,030
Sagane Inversiones, S.L.	5,022
B.P.España, S.A.	5,000
Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante.	5,000
Cantabria Inversiones de Cartera, S.L.	5,000

La compañía 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 21,1% antes del 31 de diciembre de 2006. A la fecha de la formulación de esta Memoria Consolidada la participación de Gas Natural Sdg, S.A. es de 24,99%.


- d) Durante el ejercicio, la sociedad Enagás, S.A. aprobó el dividendo sobre el resultado del año 2003 por un importe de 71.010 miles de euros, de los cuales 28.648 miles de euros se pagaron a cuenta en enero de 2004 y 42.362 miles de euros se pagaron en julio de 2004.

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2004, que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación es la siguiente:



 Dividendo	79.063
Reserva voluntaria	78.638
	157.701

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 16 de diciembre de 2004 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2004 por importe de 31.035 miles de euros, formulando el siguiente 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:

	Importe en miles de euros
Resultado contable neto a 31 de octubre de 2004	133.266
10% Reserva Legal	-
Resultado "disponible" para distribución	133.266
Previsión del pago a cuenta	(31.035)
Previsión de tesorería entre el 31 de octubre de 2004 el 31 de diciembre de 2004:	
– Saldo de tesorería al 31 de octubre de 2004	39.070
– Cobros proyectados en el periodo considerado	160.000
– Líneas de crédito y préstamos concedidos por Entidades Financieras	825.000
– Pagos proyectados en el periodo considerado (Incluido el pago a cuenta)	(220.000)
Saldo previsto de tesorería al 31 de diciembre de 2004	804.070

El pasado mes de enero de 2005 se procedió al pago del citado dividendo a cuenta aprobado.

- e) La Reserva de revalorización que fue aceptada por la Administración Tributaria es indisponible hasta el año 2007. El saldo de la cuenta podrá destinarse a la eliminación de resultados contables negativos, a la ampliación del capital social o, a partir del 31.12.2006 a reservas de libre disposición.
- f) La Reserva legal ha sido dotada de conformidad con el Artículo 214 de la Ley de Sociedades Anónimas, que establece que, en todo caso, una cifra igual al 10 por 100 del beneficio del ejercicio se destinará a ésta hasta que alcance, al menos, el 20 por 100

del capital social. En la sociedad Enagás, S.A. dicho porcentaje se ha alcanzado con la propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2003. Esta reserva no puede ser distribuida y si es usada para compensar pérdidas, en el caso de que no existan otras reservas disponibles suficientes para tal fin, debe ser repuesta con beneficios futuros.

- g) La incorporación de las reservas de las sociedades que forman parte del Grupo Consolidado de Enagás, S.A. a las reservas consolidadas es la siguiente:

↗	Gasoducto Al-Andalus, S.A.	3.457
	Gasoducto de Extremadura, S.A.	662
	Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A.	177
	Gasoducto Braga-Tuy, S.A.	123
	Ajustes de consolidación	2.388
	Reservas de consolidación	6.807

12. Ingresos a distribuir en varios ejercicios


El importe y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen los Ingresos a distribuir en varios ejercicios son:

↗	Saldo al 01.01.04	Aumentos	Aplicaciones	Saldo al 31.12.04	
	Subvenciones de capital	399.003	1.076	(20.364)	379.715
	Canon Gasod. de Extremadura, S.A.	15.449	–	(3.423)	12.026
	Canon Gasod. Al-Andalus, S.A.	36.775	–	(3.068)	33.707
	Total	451.227	1.076	(26.855)	425.448


La diferencia de 37 miles de euros, entre el importe aplicado por Subvenciones de capital de 20.364 miles de euros, y el que se recoge en la Cuenta de Pérdidas y ganancias que asciende a 20.401 miles de euros, corresponde a subvenciones a la explotación.

Las subvenciones recibidas corresponden a inversiones de la infraestructura gasista según el detalle siguiente:




	Subvenciones recibidas a 31.12.04	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.04	Saldo a 31.12.04
Plantas de Regasificación	68.466	(30.147)	38.319
Infraestructuras transporte de gas	456.214	(129.969)	326.245
Almacenamientos subterráneos	15.151	–	15.151
Total	539.831	(160.116)	379.715

Dichas subvenciones han sido recibidas de:

	Subvenciones recibidas a 31.12.04	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.04	Saldo a 31.12.04
Fondos estructurales de la Unión Europea	378.147	(84.206)	293.941
Organismos Oficiales de las CCAA.	47.836	(9.563)	38.273
Estado Español	113.848	(66.347)	47.501
Total	539.831	(160.116)	379.715

13. Provisiones para riesgos y gastos

El saldo de Otras provisiones al 31 de diciembre de 2004, corresponde a las provisiones constituidas para responsabilidades probables relativas a contingencias identificadas. El movimiento de dicha cuenta es el siguiente:

	Saldo al 01.01.04	Dotaciones	Aplicaciones	Saldo al 31.12.04
Otras provisiones	4.737	6.461	(318)	10.880
Total	4.737	6.461	(318)	10.880

Las partidas más relevantes de la Dotaciones corresponden a la provisión de un concepto retributivo no consolidable para recompensar la permanencia en Enagás para el personal

directivo y los miembros ejecutivos del Consejo de Administración por un total de 5.301 miles de euros, y a la dotación por un importe de 1.482 miles de euros para un plan plurianual de retribución consistente en un incentivo a largo plazo cuya percepción está vinculada a la consecución de determinados objetivos durante 3 años.

14. Deudas con entidades de crédito

Los conceptos que corresponden a este capítulo son las siguientes:

	Largo plazo	Corto plazo
Créditos y préstamos bancarios concedidos a Enagás, S.A.	1.326.776	55.463
Créditos y préstamos bancarios concedidos a Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	4.361	-
Intereses devengados	-	7.544
	1.331.137	63.007

Los préstamos y créditos a largo plazo están a tipo de interés variable de mercado (referenciados al Euribor y Libor) y sus períodos de amortización son los siguientes:

Año 2006	8.629
Año 2007	12.990
Año 2008	8.629
Año 2009	56.486
Mas de 5 años	<u>1.244.403</u>
	1.331.137

El tipo medio de la deuda con entidades de crédito en euros en el año 2004 ha sido del 2,98%, no habiendo deuda en divisas.

Al 31 de diciembre de 2004 Enagás, S.A. tenía concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 247.195 miles de euros.

La sociedad Enagás, S.A. contrató en el 2003 instrumentos de cobertura que limiten 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 2,83% para el ejercicio e importe citado.



Por otro lado, para el periodo 2005-2008 se han contratado también instrumentos de cobertura de flujos de tesorería mediante un collar con un cap de 4,12% y un floor de 3,67%. Estos tienen como fecha de inicio enero de 2005 y vencimiento abril de 2008, y un coste fijo 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 coste financiero durante 2004 del préstamo sindicado de 1.000 millones de euros ha sido de 31.973 miles de euros

Estas operaciones no han supuesto registros contables por ser instrumentos de cobertura.

15. Otros acreedores

La partida más relevante de Otros acreedores corresponde a las deudas a largo plazo mantenidas con Transgás, S.A. según el siguiente detalle:



	Largo plazo
Préstamo de Transgás, S.A. a Gasoducto Al-Andalus, S.A.	12.879
Préstamo de Transgás, S.A. a Gasoducto de Extremadura, S.A.	7.665
Préstamo de Transgás, S.A. a Gasoducto Campo Maior -Leiria-Braga, S.A.	5.044
	25.588

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.

16. Deudas con empresas del grupo y asociadas

El saldo de Deudas con empresas asociadas a largo plazo por importe de 4.576 miles de euros corresponde a los ajustes previstos recogidos en el Acta de Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 1995 a 1998, actualizado a 31 de diciembre de 2004, a favor de Gas Natural SDG, S.A., sociedad cabecera del Grupo Fiscal 59/93.

El detalle del saldo de 3.308 miles de euros de Deudas con empresas del grupo a corto plazo es el siguiente:

- Gasoducto Al-Andalus, S.A., 1.621 miles de euros.
- Gasoducto de Extremadura S.A., 735 miles de euros.

- Gasoduto Braga - Tuy, S.A., 445 miles de euros.
- Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A., 507 miles de euros.

El saldo de 256.611 miles de euros de Deudas con empresas asociadas a corto plazo corresponde principalmente a Sagane, S.A. con 152.384 miles de euros, Gas Natural Aprovechamientos, S.A. con 88.672 miles de euros y Desarrollo del Cable, S.A. con 10.041 miles de euros.

17. Situación fiscal

- Tanto la sociedad matriz, como las sociedades filiales Gasoducto Al-Andalus, S.A., Gasoducto de Extremadura, S.A., Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., Gasoduto Braga-Tuy, S.A. tributan en régimen de declaración individual.
- 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 2004 y la revisión del IVA a la importación, que están pendientes de comprobación los ejercicios 2003 y 2004.

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 Gasoduto Campo Maior – Leiria – Braga, S.A. se encuentran abiertos a Inspección fiscal los ejercicios 2002, 2003 y 2004.

Respecto al Gasoduto Braga – Tuy, S.A. se encuentran abiertos a Inspección fiscal los ejercicios 2000 y siguientes.

La sociedad Enagás International Finance, S.A., constituida el 25 de octubre de 2002 en Luxemburgo, fue disuelta el 25 de Noviembre de 2004.

- La composición del gasto por Impuesto sobre Sociedades al 31 de diciembre de 2004 es la siguiente:

 Sociedad	
Enagás, S.A.	79.191
Gasoducto Al - Andalus, S.A.	3.282
Gasoducto de Extremadura, S.A.	1.379
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	371
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	282
	84.505

La conciliación de la diferencia existente entre el resultado contable del ejercicio de Enagás, S.A. y la base imponible del Impuesto sobre Sociedades es la siguiente:



↗	Resultado contable del ejercicio antes de impuestos	236.892
	Diferencias permanentes:	
	• Exención doble imposición	(1.227)
	• Otros	49
	Diferencias temporales	
	• Libertad amortización R.D.-L. 3/1993	572
	• Otros	3.523
	BASE IMPONIBLE PREVIA	239.809

Las deducciones a la cuota aplicadas en el ejercicio 2004 por doble imposición han ascendido a 8.661 miles de euros de base imponible.

Para el resto de sociedades consolidadas, las diferencias aplicadas al Grupo entre el resultado contable y la base imponible del impuesto sobre Sociedades son las siguientes:

↗	Gasoducto Al-Andalus, S.A.	Gasoducto de Extremadura, S.A.	Gasoduto Campo Maior-Leiria- Braga, S.A.	Gasoduto Braga-Tuy, S.A.	
	Resultado Contable	9.377	3.941	1.368	1.006
	Diferencias permanentes	-	-	-	-
	Base Imponible	9.377	3.941	1.368	1.006


d) Al cierre del ejercicio se habían pagado 57.015 miles de euros a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por Impuesto sobre Sociedades en las Sociedades Enagás, S.A., Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A.

e) El importe y las variaciones experimentadas en la Sociedad Enagás, S.A. por el Impuesto sobre Sociedades anticipado y diferido son:

↗		Saldo al 01.01.04	Variación	Saldo al 31.12.04
	Carga fiscal anticipada			
	• Subvenciones de capital	1.817	(130)	1.687
	• Otros	4.546	1.363	5.909
		6.363	1.233	7.596
	Carga fiscal diferida			
	• Amortización acelerada	2.098	(200)	1.898
		2.098	(200)	1.898

18. Importe neto de la cifra de negocios

El Importe neto de la cifra de negocios se desglosa como sigue:


	2004	2003
Ventas de gas	724.469	1.037.194
Otras ventas	1.616	429
Prestaciones de servicios	568.944	531.932
– Ingresos por actividades reguladas	549.923	508.812
– Otros	19.021	23.120
Importe neto de la cifra de negocios	1.295.029	1.569.555

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 Enagás por actividades reguladas, e ingresos del resto de sociedades por actividades no reguladas. Estas Prestaciones de servicios se distribuyen como sigue:

 Sociedad	2004	2003
Enagás, S.A.	554.647	517.580
Gasoducto Al - Andalus, S.A.	6.635	6.361
Gasoducto Extremadura, S.A.	5.155	5.504
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	2.176	2.331
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	331	156
	568.944	531.932

19. Aprovisionamientos


Corresponde fundamentalmente a las compras de gas realizadas durante el ejercicio por la sociedad Enagás, S.A. para atender el mercado regulado, y se desglosan en:

	2004
Sagane, S.A.	582.406
Gas Natural Aprovisionamientos, S.A.	138.145
	720.551



20. Plantilla media

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

	2004	2003
Directivos	52	46
Técnicos	373	363
Administrativos	122	129
Operarios	344	350
	891	888

El personal corresponde íntegramente a Enagás, S.A. ya que el resto de las sociedades participadas no dispone de personal propio. Al 31.12.04 la plantilla está compuesta por 904 empleados.

21. Otros gastos de explotación

La composición de este epígrafe corresponde básicamente a los costes de estructura, cuyos principales componentes son: reparaciones y conservación, costes informáticos, publicidad, arrendamientos de almacenamientos subterráneos, servicios exteriores e impuestos. El detalle de los servicios exteriores y su comparación con el ejercicio anterior es el siguiente:

	2004	2003
Arrendamientos y cánones	66.565	56.938
Reparación y conservación	20.767	20.818
Servicios profesionales independientes	9.605	8.952
Transportes	16.583	15.556
Primas de seguros	5.302	6.749
Servicios bancarios y similares	374	211
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	1.275	1.251
Suministros	13.865	14.209
Otros servicios	8.533	6.681
Total	142.869	131.365

En el epígrafe Arrendamientos y cánones se registran básicamente los alquileres del almacenamiento subterráneo Gaviota y de la red de telecomunicaciones con Desarrollo del Cable correspondientes a la sociedad Enagás, S.A.

Por la Ley 48/2003 de 26 de noviembre de régimen económico y de prestación de servicios de los puertos de interés general, se nombra a Enagás sujeto pasivo sustitutorio de todas aquellas tasas por buque y mercancía descargados en aquella zona del puerto donde poseamos la concesión, repercutiendo dichos importes al consignatario y comercializadora, respectivamente. Esto ha supuesto un incremento en Arrendamientos y cánones de 9.971 miles de euros con relación al ejercicio anterior.

22. Aportación de las sociedades del grupo a los resultados consolidados

Su composición es la siguiente:


	Aportación de las sociedades del Grupo a los resultados consolidados
Enagás, S.A.	148.911
Gasoducto AI - Andalus, S.A.	5.981
Gasoducto de Extremadura, S.A.	1.512
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A.	998
Gasoduto Braga - Tuy, S.A.	724
	158.126

23. Transacciones con empresas del grupo y asociadas


Las transacciones más significativas realizadas durante el presente ejercicio con empresas del grupo son:


Ingresos	Gasoducto AI-Andalus, S.A.	Gasoducto Extremadura, S.A.	Total
Mantenimiento de redes	798	1.558	2.356
Contrato de transporte	3.068	3.424	6.492
Asistencia técnica	617	477	1.094
			9.942



 Gastos	Gasoducto Al-Andalus,S.A.	Gasoducto Extremadura,S.A.	Gasoduto Leiria-Braga, S.A.	Gasoduto Campo Maior-Braga-Tuy, S.A	Total
Transporte de gas	7.054	3.936	2.878	1.692	15.560
					15.560

Las transacciones más significativas realizadas durante el presente ejercicio con empresas asociadas son:

 Ingresos	Sociedad		Total
Concepto			
Ventas de gas	Distribuidores Grupo Gas Natural		672.193
Mantenimiento de Fibra Óptica a Desarrollo del Cable, S.A. y otros	Desarrollo del Cable, S.A.		4.476
			676.669

 Gastos	Sociedad		Total
Concepto			
Compras de gas	SAGANE, S.A. y Gas Natural Aprovisionamientos, S.A.		722.190
Alquiler de existencias mínimas de seguridad (35 días)	Gas Natural, SDG, S.A. y Gas Natural Aprovisionamientos, S.A.		3.562
Alquileres y mantenimientos	Gas Natural, SDG, S.A. y CEGAS		40.468
Suministro de electricidad	Gas Natural Comercializadora, S.A.		6.220
			772.440

24. Resultados extraordinarios

Las principales partidas de Resultados extraordinarios positivos del ejercicio correspondientes a la Sociedad Enagás, S.A. son las siguientes:

- Un gasto de 4.971 miles de euros por regularización extraordinaria en la dotación del Fondo de Permanencia.
- Un ingreso de 4.042 miles de euros por retrocesión parcial del acta por Impuesto sobre Sociedades motivada por el Fondo de Reversión. Enagás, S.A. ha retrocedido en el ejer-

cicio 2004 la deuda registrada en ejercicios anteriores con Gas Natural SDG, S.A. para cubrir los riesgos derivados del Acta fiscal sobre el Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 1998 referente al tratamiento fiscal de la cancelación del Fondo de Reversión con abono a ejercicios anteriores que registró Enagás, S.A. en 1998.

- Un ingreso de 611 miles de euros por regularización de diversas partidas de Balance.
- Un ingreso de 551 miles de euros por un cobro de unas participaciones de MUSINI vendida en años anteriores.
- Un ingreso de 517 miles de euros por un cobro de Gas de Asturias provisionado.

25. Compromisos y contingencias

A 31 de diciembre de 2004 la Sociedad Enagás S.A. tenía prestados avales comerciales a terceros derivados de su actividad de inversión en infraestructuras, por un importe de 54.414 miles de euros. Por otro lado, también tiene concedidos avales financieros por un total de 60.405 miles de euros como garantía de los préstamos concedidos por el B.E.I.

Enagás, S.A. tiene concedido un aval a la Sociedad Gasoduto Braga – Tuy, S.A. por un importe de 8.900 miles de euros por el préstamo que el Banco Santander Central Hispano, S.A. ha otorgado a dicha entidad.

Con fecha 1 de agosto de 2001 se suscribieron contratos con Gas Natural Aprovisionamientos SDG., S.A. y Sagane, S.A. para la compra de gas natural, que quedarán cancelados cuando se produzca la extinción total de la obligación legal de Enagás, S.A. de atender el suministro al mercado regulado. Dicho contrato no incluye cláusulas de “take or pay”.

A 31 de diciembre de 2004 los derechos de transporte de gas del Grupo ascienden a 1.207.888.000 miles de termias para el período 2005/2020. Todos los contratos incluyen cláusulas del tipo “ship or pay”.

26. Otra información

- a) En cumplimiento de la disposición regulada en la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos, desarrollado en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, que regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y diversificación de abastecimiento de gas natural, Enagás, S.A. tiene articulados los instrumentos necesarios para mantener, en régimen de arrendamiento, unas existencias mínimas de seguridad para atender a 35 días de suministro de gas a sus clientes en régimen de tarifa regulada.
- b) Durante el ejercicio 2004, las retribuciones devengadas por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad han ascendido a la cantidad de 1.849 miles de euros. En dicha cantidad se comprenden los importes correspondientes a dietas y demás cuantías percibidas por los Sres. Consejeros, en virtud de su pertenencia al Consejo y a las Comisiones y su asistencia a las sesiones, en aplicación del acuerdo aprobado por la Junta General de 30 de abril de 2004 (habiéndose respetado y cumplido los límites señalados en dicho acuerdo en las cuantías percibidas por los miem-



bro del Consejo), y también se encuentran comprendidas 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.

Las aportaciones en materia de pensiones efectuadas durante el ejercicio ascienden a la cantidad de 9,39 miles de euros, y las primas satisfechas en concepto de seguros de vida han sumado la cantidad de 42,9 miles de euros.

Los préstamos concedidos a los miembros del Consejo de Administración presentaban, a 31 de diciembre de 2004, un saldo vivo de 389 miles de euros, con condiciones de acuerdo al mercado.

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 género 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.

Participaciones en el capital de sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas a ENAGÁS, S.A. por los Consejeros (fechadas a 31 de diciembre de 2004):

 CONSEJERO	ACCIONES	
Enrique Locutura Rupérez (*)	Gas Natural Sdg	3.860
Ramón Blanco Balín	Gas Natural, Sdg	9.166
Luis Javier Navarro Vigil	BP Plc	58.256
CAM	Gas Natural Sdg	64.092
	Poseidón Gas AIE	300.004.460
	(5,24%)	
	Nautilus Gas II AIE	300.004.440
	(5,24%)	
Rafael Villaseca Marco	Gas Natural, Sdg	1.000
BANCAJA	Iberdrola	1%
José Luis Olivas Martínez	Iberdrola	3.250

Cargos o Funciones que ocupan Consejeros de la Sociedad en otras sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas a ENAGÁS, S.A. (fechadas a 31 de diciembre de 2004):

CONSEJERO	CARGOS
Ramón Blanco Balín	Consejero en Gas Natural, Sdg (hasta 28/1/05)
Salvador Gabarró Serra	Presidente Gas Natural Sdg
Enrique Locutura Rupérez (*)	Consejero Delegado Gas Natural Sdg Presidente Gas Natural Distribución
Luis Javier Navarro Vigil	Consejero y Presidente de BP Gas España S.A.
Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado Gas Natural Sdg (desde 28/1/05)
Manuel Menéndez Menéndez	Representante físico de Peña Rueda en el Consejo de Naturcorp 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.

(*) D. Enrique Locutura Rupérez ha presentado su dimisión como miembro del Consejo de Administración de Enagás, S.A. con fecha 17 de febrero de 2005.

c) Durante el ejercicio 2004 los honorarios facturados por PriceWaterhouseCoopers Auditores, S.L. que corresponden a auditoría de cuentas de las sociedades del Grupo ascienden a 38,2 miles de euros y a otros servicios prestados no relacionados con auditorías, 68,4 miles de euros.

En este sentido, cabe destacar que en la Junta General de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2004, se acordó nombrar Auditor de la sociedad Enagás, S.A. y de su Grupo Consolidado por un plazo de tres años a Deloitte & Touche España, S.L. -actualmente Deloitte, S.L.- Los honorarios facturados por dicha sociedad en 2004 en concepto de auditoría de cuentas asciende a 11,5 miles de euros y por otros servicios no relacionados con auditoría un total de 57,1 miles de euros.

d) Mejoras de la calificación crediticia de Enagás:

Standard & Poor's. En el mes de enero, la Agencia de Calificación Estándar & Poor's elevó el rating de Enagás a largo plazo de "A+" a "AA-" y a corto plazo de "A-1" a "A-1+", señalando las mejores perspectivas de generación de resultados y el fortalecimiento de la posición financiera.



Moody's. El pasado 5 de julio, la Agencia de Calificación Moody's revisó la perspectiva del rating a largo plazo de Enagás, actualmente situado en A2, elevándola desde estable a positiva, al mismo tiempo que asignó una calificación crediticia a corto plazo de Prime-1.

- e) Con fecha 23 de febrero de 2004, la sociedad Enagás, S.A. suscribió una operación de préstamo de 200 millones de euros con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) para financiar parcialmente su Plan de Inversiones previsto para el periodo 2004-2006. Este préstamo contempla un plazo de amortización de hasta 15 años.

A su vez, el 21 de junio de 2004, la sociedad Enagás, S.A. firmó una operación de préstamo de 450 millones de euros con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para cubrir sus necesidades de financiación hasta el año 2006. Dicho préstamo está estructurado en dos tramos y contempla unos plazos de amortización de entre 10 y 15 años y unos plazos de disponibilidad de entre 9 y 30 meses. Con fecha 5 de Julio de 2004 se hizo la primera disposición por un importe de 125 millones de euros.

- f) En noviembre y diciembre se renegociaron las condiciones del préstamo Sindicado de 1.000 millones de euros firmado en abril de 2003, y los préstamos suscritos con el ICO firmados en diciembre de 2002 y febrero de 2004 por importe de 150 y 200 millones de euros respectivamente.

Con la refinanciación de ambos préstamos, se consiguió una reducción significativa del coste financiero asociado a los mismos, y una ampliación, en el caso del préstamo Sindicado, del plazo de vencimiento desde el año 2008 al 2010.

27. Medio ambiente

Durante el ejercicio 2004 la Sociedad, acorde con su Política de medio ambiente, ha desarrollado su actividad prestando una especial atención a la preservación del entorno, destacando las actuaciones encaminadas a la corrección del impacto ambiental en sus proyectos de infraestructuras como son las recuperaciones paisajísticas, las perforaciones dirigidas, los tratamientos arqueológicos y otras mejoras ambientales en proceso. Además, el Sistema de gestión implantado en las instalaciones en operación, conforme a la norma ISO 14001, ha mantenido las correspondientes certificaciones de gestión medioambiental emitidas por AENOR.

Todas estas actuaciones de medio ambiente en el ejercicio 2004 han alcanzado inversiones totales incluidas en el activo del Balance de Situación de 13.245 miles de euros.

Asimismo, los gastos ambientales han ascendido en el ejercicio 2004 a 874 miles de euros registrados en el epígrafe Otros gastos de explotación.

Las posibles contingencias, indemnizaciones y otros riesgos ambientales en las que pudiera incurrir la Empresa están adecuadamente cubiertas con las pólizas de seguro de responsabilidad civil que tiene suscritas.

La Sociedad no ha percibido ninguna subvención ni ingreso como consecuencia de actividades relacionadas con el medio ambiente.

28. Acontecimientos posteriores al cierre

- a) Con fecha 12 de enero de 2005 se ha procedido al pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio de 2004, de 0,13 euros por acción, aprobado por el Consejo de Administración de la Sociedad Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 16 de diciembre de 2004.
- b) Con fecha 28 de enero de 2005 han sido aprobadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 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.

29. Cuadro de financiación

El cuadro de financiación del ejercicio es el siguiente:

↑ APLICACIONES	Miles de Euros		ORÍGENES	Miles de Euros	
	31.12.2004	31.12.2003		31.12.2004	31.12.2003
Gastos de establecimiento	(4)	2	Recursos procedentes		
Adquisición de Inmovilizado	468.642	426.256	de las operaciones	282.979	248.791
Gastos a distribuir	1.026		Subvenciones de capital	1.076	3.716
Dividendos ejercicio anterior	42.362	33.549	Otras reservas	207	174
Dividendo a cuenta	31.035	28.648	Enajenación de inmovilizado	5.789	7.770
Provisión para riesgos y gastos	318	91			
Deudas a largo plazo	(108.248)	(1.019.546)			
De entidades de crédito	(115.826)	(1.024.536)			
De empresas asociadas	3.893	-			
De otras deudas	3.685	4.990			
Total aplicaciones	435.131	(531.000)	Total orígenes	290.051	260.451
Exceso de orígenes sobre aplicaciones			Exceso de aplicaciones sobre orígenes		
(aumento de capital circulante)	-	791.451	(disminución de capital circulante)	145.080	-



Variación del capital circulante	31.12.2004		Miles de Euros 31.12.2003	
	Aumentos	Disminuciones	Aumentos	Disminuciones
Existencias	-	23	-	20
Deudores	68.566	-	-	97.122
Acreedores	-	205.200	879.968	-
Inversiones financieras temporales	-	1.130	3.151	-
Tesorería	-	1.800	1.225	-
Ajuste por periodificación	-	5.493	4.249	-
TOTAL	68.566	213.646	888.593	97.142
Variación del capital circulante		145.080	791.451	



Recursos consolidados procedentes de las operaciones	Miles de Euros	
	31.12.2004	31.12.2003
Resultado del ejercicio	158.126	142.019
Aumento del resultado:	124.853	106.772
• Dotación a las amortizaciones	144.795	133.612
• Gastos a distribuir en varios ejercicios	874	571
• Ingresos a distribuir en varios ejercicios	(26.855)	(28.629)
• Aplicación neta de provisión para riesgos y gastos	6.461	972
• Variación provisión inmovilizado material	(443)	261
• Beneficio en la enajenación inmovilizado	(19)	(15)
• Pérdida en la enajenación cartera de control	40	-
Recursos procedentes de las operaciones	282.979	248.791

30. ASPECTOS DERIVADOS DE LA TRANSICIÓN DE LAS NORMAS CONTABLES.

El Reglamento 1606/2002 del Consejo y del Parlamento Europeo establece que todas las empresas que coticen en mercados regulados de la Unión Europea deberán formular sus Estados Financieros Consolidados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF) para los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2005.

Los Administradores de la Sociedad Matriz han formulado de acuerdo con los principios contables generalmente aceptados en España (en adelante, PCGA) las Cuentas Anuales Consolidadas con objeto de mostrar la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados del Grupo al 31 de diciembre de 2004 y 2003.

Asimismo, los Administradores de Enagás, S.A., aun cuando no están obligados a ello, han considerado adecuado suministrar en esta memoria de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2004 del Grupo Enagás una estimación detallada del impacto que supondrá la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera sobre los balances de situación consolidados al 1 de enero y al 31 de diciembre de 2004 y de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2004, derivado de las principales diferencias que se producen con respecto de la aplicación de los principios contables actualmente en vigor en España, así como la explicación de las mismas.

Las primeras cuentas anuales del Grupo Enagás que serán preparadas aplicando formalmente y de forma completa la normativa anteriormente mencionada, serán las correspondientes al ejercicio 2005 de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de julio de 2002. Por tanto, la información presentada en esta nota podría verse modificada por la aplicación de normativa publicada durante dicho ejercicio o por cambios en algunas de las hipótesis de cálculo utilizadas.

Debido a las diferencias en principios contables a 31 de diciembre de 2004, el patrimonio bajo PCGA españoles es superior al patrimonio bajo NIIF en 18.381 miles de euros y el resultado para el ejercicio terminado en la misma fecha es inferior en 8 miles de euros al presentado bajo NIIF. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2003 la diferencia en patrimonio es de 2.320 miles de euros. A continuación se incluye la conciliación entre los saldos de las principales partidas de los Balances de Situación Consolidados del Grupo al 31 de diciembre de 2003 y 2004 y la Cuenta de Resultados Consolidada del Grupo ENAGAS por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2004, bajo normativa española, y los que resultan de aplicar las Normas Internacionales de Información Financiera.



31 de diciembre de 2003

Miles de Euros

	Normativa Española (*)	Efecto de la conversión a IFRS	IFRS	Referencia
ACTIVO:				
GASTOS DE ESTABLECIMIENTO	5	(5)	–	(a)
ACTIVOS NO CORRIENTES:	2.649.437	(376.151)	2.273.286	
Activos inmateriales	10.898	19.237	30.135	(b)(e)
Inmuebles de inversión	–	743	743	(c.3)
Inmovilizado material	2.603.170	(398.039)	2.205.131	(b.2)(c)
Activos financieros no corrientes	28.419	449	28.868	(d)
Otros activos no corrientes	587	–	587	
Activos por impuestos diferidos	6.363	1.459	7.822	(i)
Total activos no corrientes	2.649.442	(376.156)	2.273.286	
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	20.181	(20.181)	–	(e)
OTROS ACTIVOS CORRIENTES:	423.423	(4.301)	419.122	
Existencias	2.407	–	2.407	
Deudores comerciales y otras ctas a cobrar	359.252	–	359.252	
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	
Total activos corrientes	443.604	(24.482)	419.122	
TOTAL ACTIVOS	3.093.046	(400.638)	2.692.408	
PASIVO:				
Capital suscrito	358.101	–	358.101	
Reservas	460.887	–	460.887	
Reservas de primera aplicación	–	(2.320)	(2.320)	(a)(b)(d)(e)(f)
Resultado neto del período	142.019	–	142.019	
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(28.648)	–	(28.648)	
Total patrimonio	932.359	(2.320)	930.039	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.711.431	(397.394)	1.314.037	
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)
PASIVOS CORRIENTES	449.256	(924)	448.332	
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	
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.093.046	(400.638)	2.692.408	



31 de diciembre de 2004

Miles de Euros

	Normativa Española (*)	Efecto de la conversión a IFRS	IFRS	Referencia
ACTIVO:				
GASTOS DE ESTABLECIMIENTO	1	(1)	–	(a)
ACTIVOS NO CORRIENTES:	2.967.917	(348.934)	2.618.983	
Activos inmateriales	12.047	18.460	30.507	(b) (e)
Inmuebles de inversión	–	711	711	(c.3)
Inmovilizado material	2.921.889	(378.795)	2.543.094	(b.2)(c)
Activos financieros no corrientes	25.688	534	26.222	(d)
Otros activos no corrientes	697	–	697	
Activos por impuestos diferidos	7.596	10.156	17.752	(i)
Total activos no corrientes	2.967.918	(348.935)	2.618.983	
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	20.333	(20.333)	–	
OTROS ACTIVOS CORRIENTES:	483.543	(45)	483.498	(e)
Existencias	2.384	–	2.384	
Deudores comerciales y otras ctas a cobrar	438.962	–	438.962	
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	
Efectivos y otros medios líquidos equivalentes	300	1.727	2.027	(j)
Total activos corrientes	503.876	(20.378)	483.498	
TOTAL ACTIVOS	3.471.794	(369.313)	3.102.481	
PASIVO:				
Capital suscrito	358.101	–	358.101	
Reservas	532.103	–	532.103	
Reservas de primera aplicación	–	(18.373)	(18.373)	(a)(b)(d)(e)(f)
Resultado neto del período	158.126	(8)	158.118	
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(31.035)	–	(31.035)	
Total patrimonio	1.017.295	(18.381)	998.914	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.800.043	(364.234)	1.435.809	
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	654.456	13.302	667.758	
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	
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.471.794	(369.313)	3.102.481	



31 de diciembre de 2004

Miles de Euros

Reconciliación de cuenta de resultados	Normativa Española (*)	Efecto de la conversión a IFRS	IFRS	Referencia
Ventas	724.469	(724.469)	–	(k)
Coste de ventas	(720.551)	711.898	(8.653)	(k)
Resultado Bruto	3.918	(12.571)	(8.653)	
Ingresos por actividades reguladas	549.925	–	562.496	(k)
Ingresos por actividades no reguladas	14.318	–	14.318	
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	7.082	–	7.082	
Otros ingresos de explotación	45.665	(14.896)	30.769	(c.2)
Gastos de personal	(57.913)	(5.056)	(62.969)	(d)
Dotación a la amortización	(144.795)	20.742	(124.053)	(a)(b)(c.2)(c.3)
Otros gastos en operaciones	(143.951)	34	(143.917)	(b)(e)
BENEFICIO (PÉRDIDA) DE EXPLOTACIÓN	274.249	824	275.073	
Ingresos financieros	2.312	636	2.948	
Gastos financieros	(35.228)	(136)	(35.364)	(f)
Diferencias de cambio (neto)	(3)	–	(3)	
BENEFICIO (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS				
OPERACIONES CONTINUADAS	241.330	1.324	242.654	
Impuesto sobre las ganancias	(84.505)	4	(84.501)	(i)
BENEFICIO (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO				
DE OPERACIONES CONTINUADAS	156.825	1.328	158.153	
Resultados extraordinarios netos de impuestos	1.300	(1.300)	–	(h)
Rdo. después de impuestos operaciones interrumpidas	–	(36)	(36)	
BENEFICIO (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO	158.125	(8)	158.117	

Primera aplicación de las NIIF

En la preparación de los Estados Financieros Consolidados adjuntos se ha tenido en cuenta la NIIF -1 (First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards), publicada con fecha 6 de Abril de 2004.

Las principales líneas de esta normativa se definen a continuación:

- Se aplicará esta norma cuando una entidad adopte las NIIF por primera vez, mediante una declaración, explícita y sin reservas, de cumplimiento con todas las NIIF.
- Se aplicarán todas las normas vigentes a fecha de publicación de los estados financieros a todos los periodos objetos de información en dichos estados financieros.
- Se definirá una fecha de transición, que será el inicio del primer ejercicio cuya información esté incluida en los estados financieros. Se realizará una conversión a NIIF de todas las partidas incluidas en los estados financieros en normativa local a dicha fecha. El resultado de esta conversión se registrará directamente contra los saldos iniciales del patrimonio.
- Requiere presentar información que explique cómo ha afectado la transición desde los PCGA a las NIIF, a lo informado anteriormente como situación financiera, resultados y flujos de efectivo.
- Esta NIIF contempla exenciones limitadas en la aplicación de las anteriores exigencias en áreas específicas, donde el coste de cumplir con ellas, probablemente, pudiera exceder a los beneficios que puedan obtener los usuarios de los estados financieros. La Norma también prohíbe la adopción retroactiva de las NIIF en algunas áreas, particularmente en aquellas donde dicha aplicación retroactiva exigiría juicios de la gerencia acerca de condiciones pasadas, después de que el desenlace de una transacción sea ya conocido por la misma.

La NIIF 1, establece que la entidad podrá optar por el uso de una o más de las exenciones en ella señaladas. A continuación se describen las elegidas por el Grupo Enagas:

Valor razonable o revalorización como coste atribuido

En la fecha de transición a las NIIF, la entidad podrá optar por la valoración de una partida de inmovilizado material por su valor razonable, y utilizar este valor razonable como el coste atribuido en tal fecha.

El Grupo Enagás ha optado por utilizar el importe del inmovilizado material revalorizado según PCGA anteriores como coste atribuido en la fecha de revalorización, ya que, en el momento de realizarla, era comparable en sentido amplio:

- a) al valor razonable,
- b) o al coste amortizado, ajustado para reflejar cambios en un índice de precios.

Asimismo la NIIF 1, prohíbe la aplicación retroactiva de algunos aspectos de otras NIIF. A continuación se describen aquellos que aplican al Grupo Enagas:

Contabilidad de coberturas

En la fecha de transición a las NIIF, según exige la NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Valoración, una entidad:



1. Deberá medir todos los derivados por su valor razonable; y
2. Deberá eliminar todas las pérdidas y ganancias diferidas, procedentes de derivados, que hubiera registrado según los PCGA anteriores como activos o pasivos.

El Grupo Enagás ha aplicado desde 1 de enero de 2004 la NIC 32 y 39, realizando la medición de todos los derivados por su valor razonable (véase apartado f).

Estimaciones contables

Las estimaciones realizadas según las NIIF, en la fecha de transición, serán coherentes con las estimaciones hechas para la misma fecha según los PCGA anteriores (después de realizar los ajustes necesarios para reflejar cualquier diferencia en las políticas contables), salvo si hubiese evidencia objetiva de que estas estimaciones fueron erróneas.

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 pérdidas y ganancias 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 pérdidas y ganancias 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 pérdidas y ganancias.
- 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 pérdidas y ganancias, 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 "Im-

puesto 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 pérdidas y ganancias 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 Enagas 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 subvencio-

nes, 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 pérdidas y ganancias 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 pérdidas y ganancias 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 pérdidas y ganancias 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 pérdidas y ganancias 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 Enagas 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 pérdidas y ganancias 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 Enagas 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 pérdidas y ganancias consolidada bajo PCGA del ejercicio 2004 bajo aquellos epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias 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 Enagas 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 comen-



tada 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 Enagas 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.

Anexo I. Información sobre las sociedades incluidas en el perímetro de consolidación

En cumplimiento de lo dispuesto en la normativa mercantil se incluye a continuación el detalle de las sociedades que forman parte del perímetro de consolidación de Enagás al 31 de diciembre de 2004, ninguna de las cuales está admitida a cotización en un mercado secundario organizado.

Nombre	País	Método de consolidación	%	Valor en libros	Capital	Reservas	Resultado del ejercicio 2004 (*)	Dividendo recibido ejercicio 2004
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	España	I.P.	66,96	23.744	35.459	5.164	9.103	5.134
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	I.P.	51	9.732	19.082	1.298	5.022	2.299
Gasoduto Campo Maior Leiria								
Braga, S.A.	Portugal	I.P.	12	3.195	26.946	1.156	7.840	859
Gasoduto Braga-Tuy, S.A.	Portugal	I.P.	49	2.546	5.254	193	1.612	498
Saldo neto				39.217				8.790

I.G.: Integración Global.

I.P.: Integración Proporcional.

(*) Los datos en los Gasoductos Campo Mayor - 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 2004.



Informe de Gestión del Grupo Enagás

Evolución del Grupo en 2004

El beneficio neto se sitúa en 158.126 miles de euros con un incremento del 11,34 % con respecto al ejercicio anterior.

El importe neto de la cifra de negocios es de 1.295.029 miles de euros. El 56,07% de la cifra de negocios corresponde a las ventas de gas y el 43,93% restante a prestación de servicios.

Los recursos procedentes de las operaciones se sitúan en 282.979 miles de euros. Estos recursos han financiado en parte, el plan de inversiones materiales de 459.276 miles de euros destinados básicamente a la ampliación y mejora de la red de transporte, alcanzando los 7.158,1 kilómetros a 31 de diciembre de 2004.

Los fondos propios del Grupo se sitúan en 1.017.295 miles de euros.

Con fecha 15 de enero de 2004 fueron aprobadas por el Ministerio de Economía tres Ordenes Ministeriales en las que se actualizan para el año 2004 las tarifas, peajes, cánones y retribución de las actividades reguladas del sector gasista, publicadas con fecha 19 de enero en el Boletín Oficial del Estado, y que establecen la retribución a percibir a lo largo del año 2004 por todas las sociedades que ejercen la actividad de regasificación, almacenamiento, transporte o distribución.

Durante el año 2004 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.

- Dentro de este capítulo la infraestructura más relevante puesta en explotación fue la construcción del desdoblamiento del gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid (584,728 Km en 30 y 32 pulgadas), así como la fase 1 de la Estación de compresión de Córdoba.
- Incremento de la capacidad nominal total de regasificación en las tres Plantas en 325.000 m³(n)/h.
- A finales del año 2004 Enagás explotaba 7.158,1 Km de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar respecto a los 6.522,4 Km que disponía en diciembre del año 2003, aumentando así la seguridad de suministro y el desarrollo de zonas que hasta ahora no disponían de gas natural y en especial la zona centro.
- Los activos de transporte más importantes puestos en explotación durante el año 2004 fueron: el ya mencionado gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid, la también mencionada fase 1 de la E.C. de Córdoba con 3 turbocompresores de 11.200 kW/ud. de potencia, el gasoducto Cartagena-Lorca (24,042 Km en 20 pulgadas), el ramal Málaga-Estepona (17,846 Km en 10 pulgadas), el desdoblamiento al campo de Gibraltar (19,074 Km en 18 pulgadas y la ampliación de la E.C. de Paterna con un nuevo turbocompresor de 5.190 kW de potencia.
- Durante el año 2004 se han puesto en servicio 20 nuevas estaciones de regulación/medida alcanzando a finales del año 2004 la cifra de 291 en operación.

Con todo, a finales del año 2004 la infraestructura gasista de Enagás, 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 710.000 m³ de GNL frente a los 560.00 m³ del año 2003 con un incremento de 150.000 m³, una capacidad de emisión de 2.700.000 m³(n)/h. contra los 2.375.000 m³(n)/h del año 2003 con un incremento de 325.000 m³(n)/h.

Los Almacенamientos subterráneos de Serrablo (Huesca) y Gaviota (Vizcaya).

Red de gasoductos con una longitud total de 7.158,1 Km con los siguientes ejes principales:

- Eje Central: Huelva-Cordoba-Madrid-Burgos-Cantabria-Pais Vasco.
(con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado)
- Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
- Eje Occidental: Almendralejo-Caceres-Salamanca-Zamora-Leon-Oviedo.
- Eje Occidental hispano-portugues: Cordoba-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 28 de enero de 2005 han sido aprobadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio las 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.

Actividades de investigación y desarrollo

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por la sociedad durante 2004 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 la Sociedad.

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: Dpto. de comunicación y diseño de Grupo Marte

Preimpresión: Rapygraf

Impresión: Gráficas Marte

Fotos: Archivo Enagás

banco de imagen



Paseo de los Olmos, 19
28005 MADRID
www.enagas.es
investors@enagas.es