

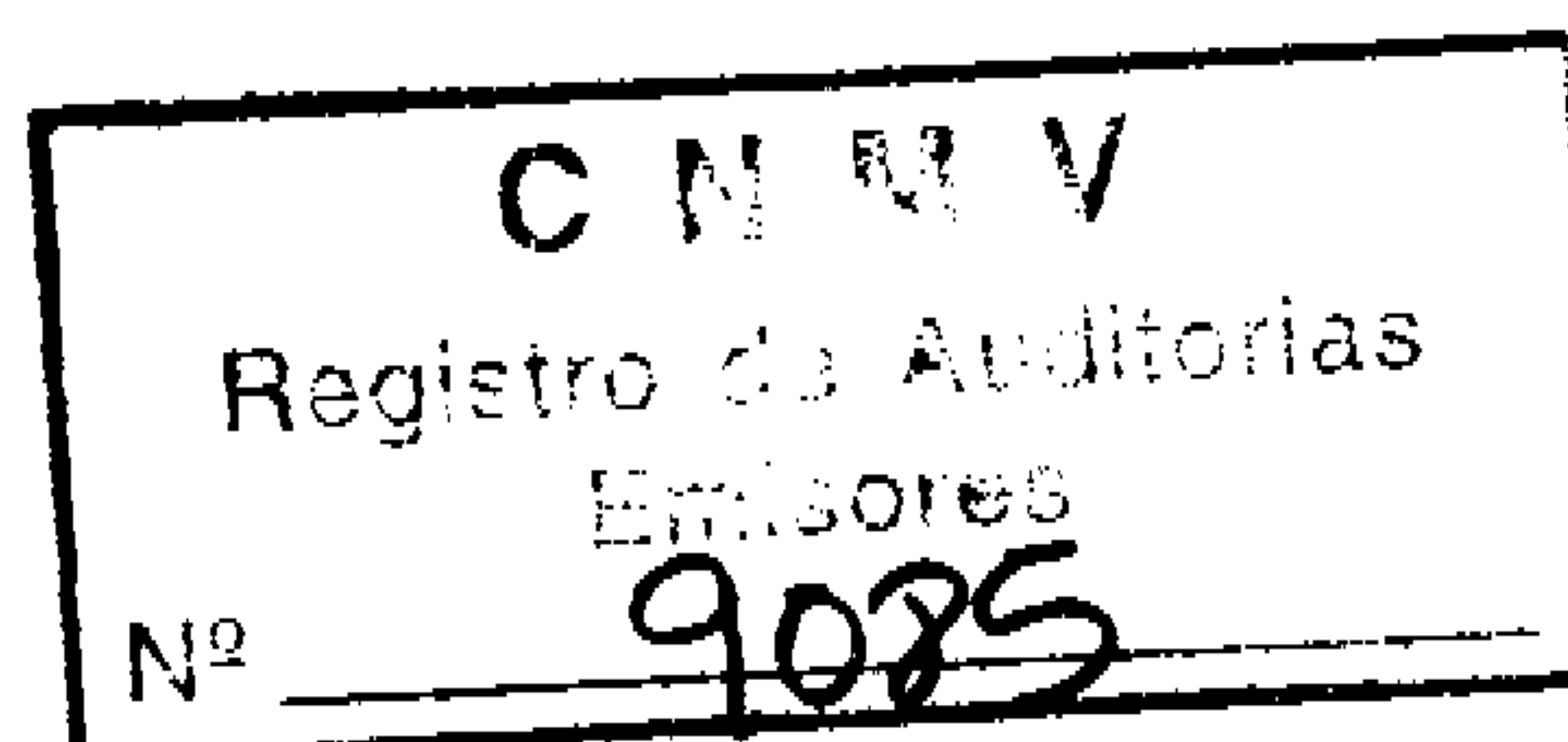
FELIPE CAÑELLAS VILALTA, Abogado, Vicesecretario del Consejo de Administración de **GAS NATURAL SDG, S.A.**, domiciliada en Barcelona, Avda. Portal de l'Angel, números 20 y 22, con C.I.F. A-08015497, inscrita en el Registro Mercantil de Barcelona, al Folio 147, del Tomo 22.147, inscripción 677 de la Hoja número B-33.172

C E R T I F I C O :

Que las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de la Sociedad **GAS NATURAL SDG, S.A.** y de su Grupo Consolidado correspondientes al ejercicio 2005, que se acompañan, fueron formuladas por el Consejo de Administración de la Compañía en su sesión de 31 de marzo de 2006 y firmadas por todos los Administradores asistentes a la reunión.

Y para que conste a los efectos oportunos, extendiendo el presente certificado, en Barcelona a treinta y uno de marzo de dos mil seis.

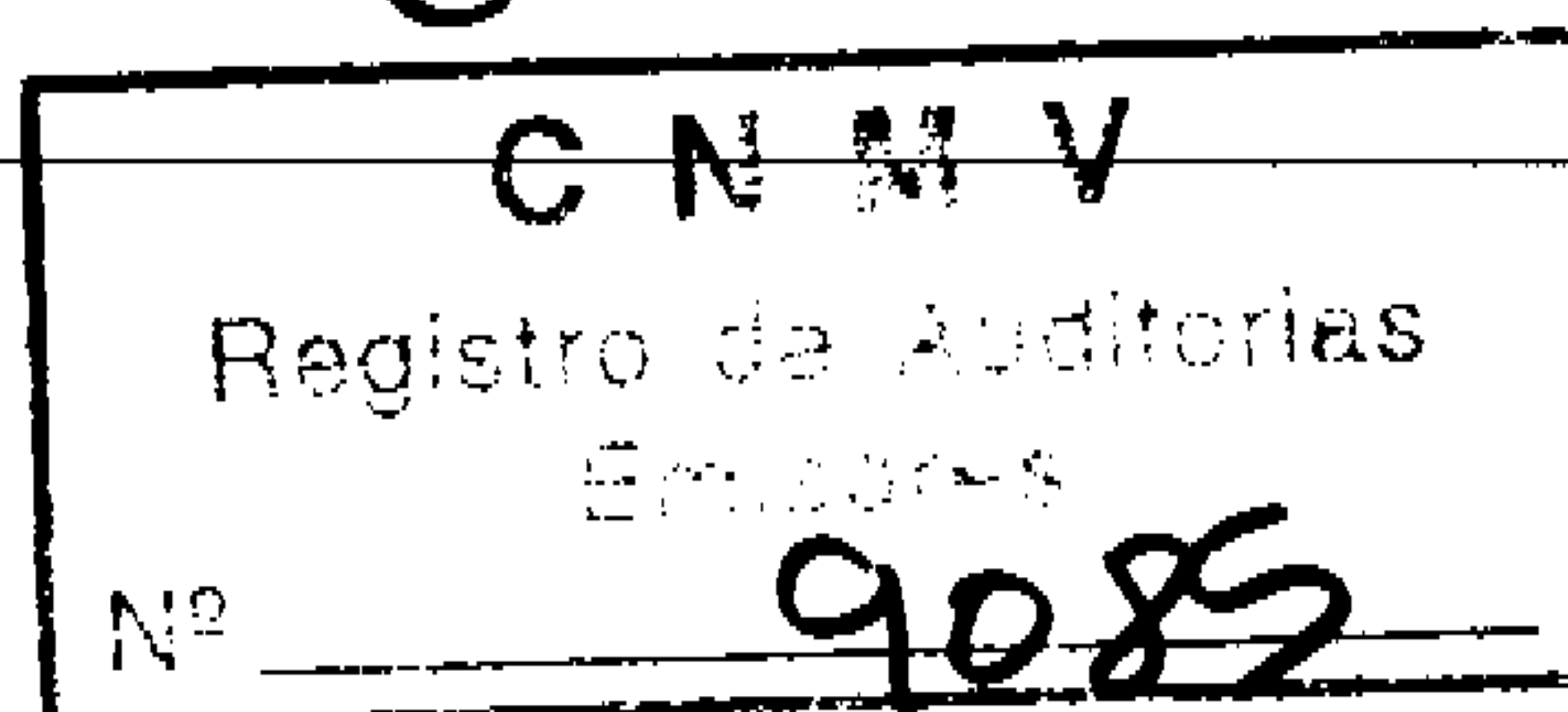
EL VICESECRETARIO DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACIÓN



GAS NATURAL SDG, S.A.

Informe de auditoría,
Cuentas anuales al 31 de diciembre de 2005 e
Informe de gestión del ejercicio 2005





Edifici Caja de Madrid
Avinguda Diagonal, 640
08017 Barcelona
Tel. +34 902 021 111
Fax +34 93 405 90 32

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES

A los Señores Accionistas de Gas Natural SDG, S.A.:

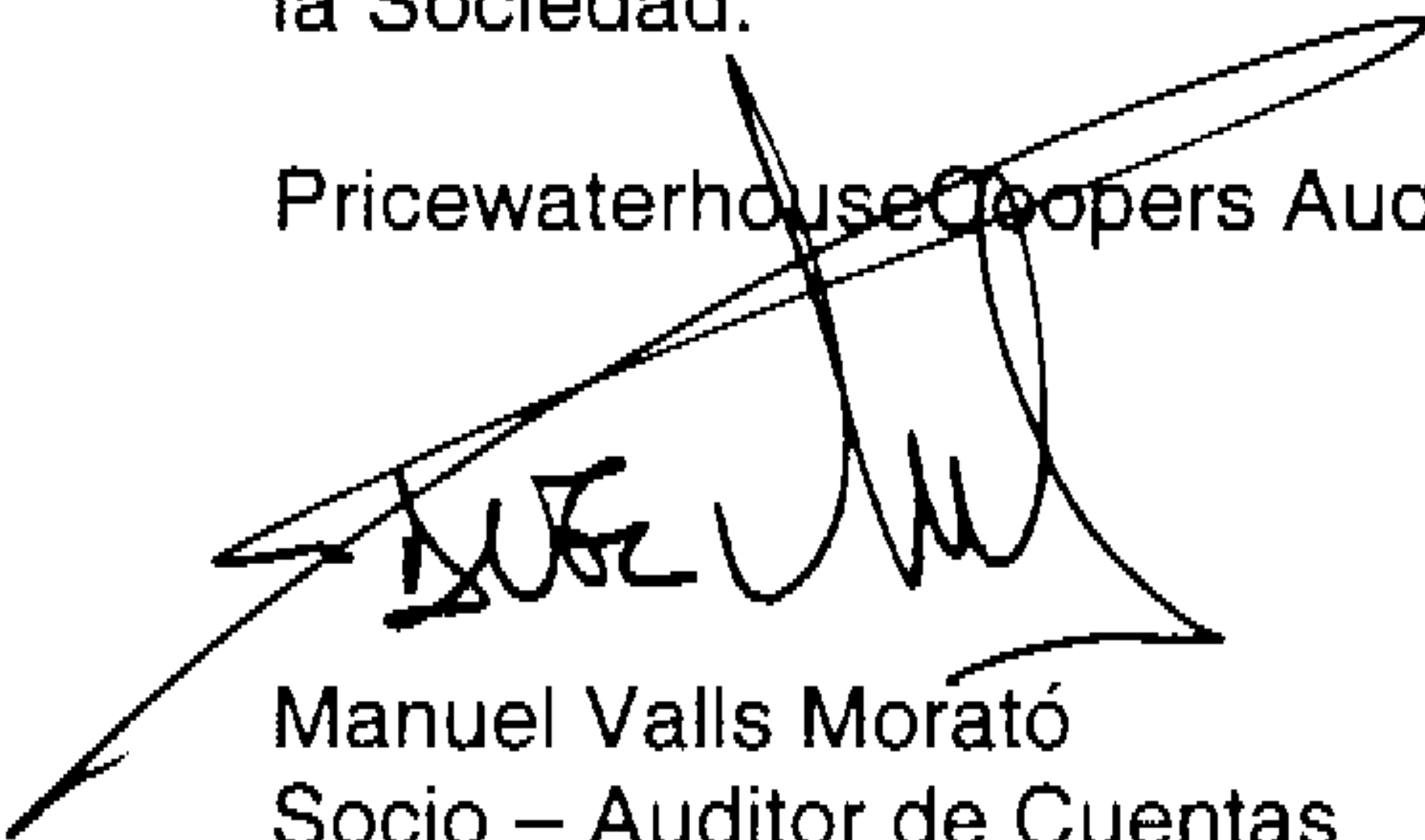
Hemos auditado las cuentas anuales de Gas Natural SDG, S.A. que comprenden el balance de situación al 31 de diciembre de 2005, la cuenta de pérdidas y ganancias y la memoria correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales 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 y la evaluación de su presentación, de los principios contables aplicados y de las estimaciones realizadas.

De acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance, de la cuenta de pérdidas y ganancias y del cuadro de financiación, además de las cifras del ejercicio 2005, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales del ejercicio 2005. Con fecha 4 de marzo de 2005 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales del ejercicio 2004 en el que expresamos una opinión favorable.

En nuestra opinión, las cuentas anuales del ejercicio 2005 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de Gas Natural SDG, S.A. al 31 de diciembre de 2005 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.

El informe de gestión adjunto del ejercicio 2005, contiene las explicaciones que los Administradores consideran oportunas sobre la situación de la Sociedad, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales del ejercicio 2005. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión 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 la Sociedad.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.



Manuel Valls Morató
Socio – Auditor de Cuentas

31 de marzo de 2006

Gas Natural sdg, S.A.
Informe 2005



CUENTAS ANUALES

Balance
Cuenta de Pérdidas y Ganancias
Memoria

BALANCE DE GAS NATURAL SDG, S.A.
(En millones de euros)

ACTIVO	31.12.05	31.12.04
INMOVILIZADO	6.216	5.888
inmovilizaciones inmateriales (Nota 5)	36	6
Gastos de investigación y desarrollo	23	20
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	35	4
Aplicaciones informáticas	6	6
Amortizaciones	(28)	(24)
Inmovilizaciones materiales (Nota 6)	1.522	3.191
Terrenos y construcciones	113	114
Instalaciones técnicas y maquinaria	780	3.911
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	10	12
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	715	697
Otro inmovilizado	31	31
Provisiones	(1)	(1)
Amortizaciones	(126)	(1.573)
Inmovilizaciones financieras (Nota 7)	4.658	2.691
Participaciones en empresas del grupo	2.562	1.356
Créditos a empresas del grupo	2.333	1.569
Participaciones en empresas asociadas	23	96
Créditos a empresas asociadas	1	1
Cartera de valores a largo plazo	94	58
Otros créditos	1	65
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	3	19
Provisiones	(359)	(473)
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS (Nota 8)	2	2
Otros gastos a distribuir en varios ejercicios	2	2
ACTIVO CIRCULANTE	1.381	1.054
Existencias (Nota 9)	158	125
Materias primas y otros aprovisionamientos	--	10
Productos terminados	158	115
Deudores (Nota 10)	403	572
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	50	322
Empresas del grupo, deudores	224	179
Empresas asociadas, deudores	--	1
Deudores varios	71	46
Personal	--	3
Administraciones públicas	59	66
Provisiones (Nota 17)	(1)	(45)
Inversiones financieras temporales (Nota 11)	810	330
Créditos a empresas del grupo	792	263
Cartera de valores a corto plazo	--	24
Otros créditos	18	43
Tesorería	2	16
Ajustes por periodificación	8	11
TOTAL GENERAL	7.599	6.944


BALANCE DE GAS NATURAL SDG S.A.
(En millones de euros)

PASIVO	31.12.05	31.12.04
FONDOS PROPIOS (Nota 12)	4.538	4.106
Capital suscrito	448	448
Reserva de revalorización	225	225
Reservas	3.237	2.884
Reserva legal	90	90
Reservas estatutarias	68	68
Otras reservas	3.079	2.726
Pérdidas y ganancias (beneficio o pérdida)	767	670
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(139)	(121)
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS (Nota 13)	14	228
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS (Nota 14)	259	214
Otras provisiones	259	214
ACREEDORES A LARGO PLAZO	1.991	1.139
Deudas con entidades de crédito (Nota 15)	1.189	496
Deudas con empresas del grupo y asociadas	656	527
Otros acreedores	146	116
Otras deudas	2	2
Fianzas y depósitos recibidos a largo plazo	--	15
Administraciones públicas a largo plazo (Nota 16)	144	99
ACREEDORES A CORTO PLAZO	777	1.257
Deudas con entidades de crédito (Nota 15)	2	169
Deudas con empresas del grupo y asociadas	335	371
Deudas con empresas del grupo (Nota 15)	335	244
Deudas con empresas asociadas	--	127
Acreedores comerciales	138	442
Anticipos recibidos por pedidos	--	12
Deudas por compras o prestaciones de servicios	138	430
Otras deudas no comerciales	302	275
Administraciones públicas	135	102
Otras deudas	160	163
Remuneraciones pendientes de pago	7	10
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS A CORTO PLAZO	20	--
TOTAL GENERAL	7.599	6.944

Las Notas 1 a 23 incluidas en la Memoria forman parte integrante de estos balances de situación.

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE GAS NATURAL SDG, S.A.
(En millones de euros)

DEBE	2005	2004
Gastos		
Aprovisionamientos (Nota 17)	1.562	1.227
Consumo de mercaderías	189	11
Consumo de materias primas y otras materias consumibles	1.370	1.212
Otros gastos externos	3	4
Gastos de personal (Nota 17)	132	130
Sueldos, salarios y asimilados	102	96
Cargas sociales	30	34
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	159	183
Variación de las provisiones de tráfico (Nota 17)	2	6
Otros gastos de explotación (Nota 17)	347	327
Servicios exteriores	300	304
Tributos	27	23
Otros gastos de gestión corriente	20	--
Beneficios de explotación	325	401
Gastos financieros y gastos asimilados	54	44
Por deudas con empresas del grupo	40	40
Por deudas con terceros y gastos asimilados	14	4
Diferencias negativas de cambio	4	8
Resultados financieros positivos	145	145
Beneficios de las actividades ordinarias	470	546
Variación de las provisiones de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	(93)	(9)
Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	--	4
Gastos extraordinarios	--	28
Gastos y pérdidas de otros ejercicios	--	3
Resultados extraordinarios positivos (Nota 17)	488	281
Beneficios antes de impuestos	958	827
Impuesto sobre Sociedades (Nota 16)	191	157
Resultado del ejercicio (Beneficios)	767	670



CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE GAS NATURAL SDG, S.A.

(En millones de euros)

HABER	2005	2004
Ingresos		
Importe neto de la cifra de negocios (Nota 17)	2.328	2.127
Ventas	1.676	1.341
Prestaciones de servicios	652	786
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	11	16
Otros ingresos de explotación (Nota 17)	188	131
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	188	131
Ingresos de participaciones en capital	111	130
En empresas del grupo	93	104
En empresas asociadas	13	25
En empresas fuera del grupo	5	1
Ingresos de otros valores negociables y de créditos del activo inmovilizado	53	36
De empresas del grupo	53	32
De empresas fuera del grupo	--	4
Otros intereses e ingresos asimilados	35	28
De empresas del grupo	13	12
Otros intereses	22	16
Diferencias positivas de cambio	4	3
Beneficios en enajenación de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	395	258
Ingresos extraordinarios	--	47
Ingresos y beneficios de otros ejercicios	--	2

Las Notas 1 a 23 incluidas en la Memoria forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias.

MEMORIA DE LAS CUENTAS ANUALES DE GAS NATURAL SDG, S.A. DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2005

Nota 1. Actividad

La Sociedad tiene por objeto social, de acuerdo con sus estatutos:

- a) El suministro, producción, conducción y distribución de cualquier tipo de gas combustible, así como las actividades de regasificación, licuefacción y almacenamiento de gases combustibles.
- b) Las diversas explotaciones industriales que tengan por objeto la obtención de materias primas, la fabricación de los aparatos y utensilios empleados por la Sociedad, y de todos aquellos que, vendidos o alquilados a los particulares, puedan fomentar el consumo del gas y las industrias que tengan por objeto obtener el mejor provecho posible de los productos secundarios.
- c) La investigación y explotación de otras energías obtenidas por medio del gas y de otras energías alternativas.
- d) La prestación de servicios de asesoramiento e ingeniería en todo tipo de proyectos relacionados con los recursos energéticos.
- e) La adquisición por cualquier título de acciones, participaciones sociales, obligaciones, bonos, derechos de preferente suscripción, créditos y cupones de cualquier sociedad o negocio y obtener y administrar los rendimientos propios de los mismos.

Constituyen la actividad principal de la Sociedad el transporte y distribución de gas natural canalizado, la comercialización a tarifa, el almacenamiento de gas natural, la generación de electricidad, las prestaciones de servicios y otras actividades conexas con las anteriores.

Con fecha 14 de abril de 2004 la Junta General Ordinaria de Accionistas, aprobó autorizar al Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., para realizar la aportación no dineraria de la rama de actividad de distribución regulada de gas de su titularidad, incluyendo todos los bienes, activos, derechos, obligaciones, relaciones contractuales y demás relaciones inherentes a la misma, a favor de Gas Natural Distribución SDG, S.A., sociedad íntegramente participada por el Grupo.

Con fecha 30 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., aprobó realizar la aportación de las ramas de actividad de distribución y transporte a favor de Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L.

Dichas aportaciones tienen efectos económicos y contables a partir de las 24:00 horas del día 30 de septiembre de 2005.

Los balances de situación de las ramas de actividad de distribución y transporte al 30 de septiembre de 2005, en millones de euros, son los siguientes:



ACTIVO	GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A.	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	TOTAL APORTACIÓN RAMAS ACTIVIDAD
INMOVILIZADO			
Inmovilizaciones inmateriales	--	--	--
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	1	--	1
Amortizaciones	(1)	--	(1)
Inmovilizaciones materiales	1.979	85	2.064
Terrenos y construcciones	3	1	4
Instalaciones técnicas y maquinaria	3.508	139	3.647
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	4	--	4
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	5	1	6
Otro inmovilizado	1	--	1
Amortizaciones	(1.542)	(56)	(1.598)
Inmovilizaciones financieras	70	--	70
Otros créditos	57	--	57
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	13	--	13
ACTIVO CIRCULANTE			
Existencias	20	--	20
Materias primas y otros aprovisionamientos	20	--	20
Deudores	211	8	219
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	183	--	183
Empresas del grupo, deudores	45	4	49
Empresas asociadas, deudores	4	--	4
Deudores varios	17	4	21
Administraciones Públicas	7	--	7
Provisiones	(45)	--	(45)
Inversiones financieras temporales	9	--	9
Otros créditos	9	--	9
TOTAL GENERAL	2.289	93	2.382



PASIVO	GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A.	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	TOTAL APORTACIÓN RAMAS ACTIVIDAD
APORTACIÓN NO DINERARIA	1.100	52	1.152
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	213	7	220
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	11	--	11
Otras provisiones	11	--	11
ACREEDORES A LARGO PLAZO	723	34	757
Deudas con empresas del grupo y asociadas	708	34	742
Fianzas y depósitos recibidos a largo plazo	15	--	15
ACREEDORES A CORTO PLAZO	242	--	242
Deudas con empresas del grupo y asociadas	124	--	124
Anticipos recibidos por pedidos	13	--	13
Deudas por compras o prestaciones de servicios	67	--	67
Administraciones públicas	16	--	16
Otras deudas	19	--	19
Remuneraciones pendientes de pago	3	--	3
TOTAL GENERAL	2.289	93	2.382

Oferta Pública de Adquisición de acciones sobre Endesa, S.A.

El Consejo de Administración acordó el día 5 de septiembre, por unanimidad, lanzar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) de acciones sobre el 100% del capital de la sociedad Endesa, S.A.

Asimismo, Gas Natural SDG, S.A. e Iberdrola, S.A., firmaron un acuerdo para la compraventa de determinados activos de la sociedad resultante de la operación de adquisición de Endesa, S.A. por parte de la empresa gasista, supeditado al éxito del proceso. La transacción se realizará a precios de mercado, que serán determinados por diferentes bancos de inversión de reconocido prestigio.

El 6 de febrero de 2006, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó proseguir con la Oferta Pública de Adquisición del 100% de las acciones de la compañía Endesa, S.A., tras estudiar las veinte condiciones impuestas por el Consejo de Ministros.

Gas Natural SDG, S.A. considera que las ventajas estratégicas, industriales y financieras de la operación son compatibles con el cumplimiento de las condiciones a las que el Consejo de Ministros subordina la operación de concentración económica.

La aplicación de las condiciones al proyecto presentado por Gas Natural SDG, S.A. permite mantener la lógica estratégica de la operación tal y como se había diseñado inicialmente. En este sentido también se mantienen intactas las ventajas industriales y financieras de la operación: aprovechar las oportunidades de la convergencia de gas y electricidad; contar con un aprovisionamiento de gas flexible y competitivo; disponer de una cartera de generación diversificada; gestionar de forma integrada los clientes de gas y de electricidad; contar con un atractivo mix de negocio y perfil de inversiones; y finalmente, aprovechar un alto potencial de sinergias.



El pasado 21 de febrero de 2006, la compañía alemana E.ON presentó ante la CNMV una solicitud de Oferta Pública de Adquisición de acciones sobre el 100% del capital de Endesa, S.A. sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones.

El 27 de febrero de 2006, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) aprueba la oferta de Gas Natural SDG, S.A. dirigida a los accionistas de Endesa, S.A. en España.

El 6 de marzo de 2006 comenzó formalmente el período de aceptación de la oferta pública de adquisición en España y en los EE.UU. Ese mismo día la United States Securities and Exchange Comisión (SEC) declaró efectivo el formulario F-4 que incorpora el folleto norteamericano o prospectus dirigido a los accionistas de Endesa residentes en EE.UU.

En fecha 21 de marzo de 2006, el Juzgado de lo Mercantil nº3 de Madrid ha notificado un auto por el que se estima la petición de medidas cautelares interesada por Endesa y declara suspendidas:

a) La tramitación de la OPA formulada por Gas Natural SDG, S.A. sobre las acciones de Endesa, S.A. y, por consiguiente, la ejecución de todos los actos relativos a, o relacionados con, la citada OPA, en especial, la adquisición de las acciones de Endesa, S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A..

b) La ejecución del contrato suscrito entre Gas Natural SDG, S.A. e Iberdrola, S.A.

Para la efectividad de las anteriores medidas, Endesa, S.A. deberá prestar en el plazo de diez días un aval bancario por importe de mil millones de euros, para responder de posibles daños y perjuicios derivados de la adopción y mantenimiento de las medidas cautelares acordadas.

Gas Natural SDG, S.A. ha presentado escrito de preparación del recurso y, de acuerdo, con informaciones públicas, Endesa, S.A. también. Adicionalmente, Endesa, S.A. solicitó una aclaración de dicho auto el día 24 de marzo.

Tal y como ha informado la CNMV en su nota informativa sobre plazos, de fecha 24 de marzo de 2006, en tanto quedara suspendida la oferta de Gas Natural SDG, S.A., quedará provisionalmente paralizado para todas las ofertas el procedimiento de mejora en sobre cerrado previsto en el artículo 36 del Real Decreto 1197/1991. Asimismo, los plazos de aceptación de las ofertas se extenderán en la medida necesaria para que todos finalicen el mismo día.

Nota 2. Bases de presentación de las cuentas anuales

Las cuentas anuales adjuntas, que han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad, han sido obtenidas de los registros contables de la Sociedad y se presentan de acuerdo con el Plan General de Contabilidad, de forma que muestran la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad. Estas cuentas anuales se someterán a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cifras contenidas en el balance, en la cuenta de pérdidas y ganancias y en esta Memoria se muestran en millones de euros, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

Dado que la sociedad ha modificado parte de su actividad como consecuencia de la operación comentada en la nota 1, las cifras de las Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio 2005 no son comparativas con las del ejercicio 2004.

La columna "Aportación Rama Actividad" en las notas de movimientos de la presente Memoria, muestra los importes segregados como consecuencia de la Aportación de la Rama de Actividad de Distribución de Gas y de la Aportación de la Rama de Actividad de Transporte de Gas (véase Nota 1).

Estas cuentas anuales individuales de Gas Natural SDG, S.A. se presentan de acuerdo con lo establecido por el Texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas y por el Plan General de Contabilidad aprobado por el Real Decreto 1643/1990, de 20 de diciembre.

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo Gas Natural del ejercicio 2005 han sido preparadas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Las principales magnitudes que se desprenden de las cuentas anuales consolidadas, que han sido objeto de auditoría, son las siguientes:

Activo total	13.712
Fondos propios	5.411
Fondos propios minoritarios	355
Importe neto de la cifra de negocios	8.527
Beneficio después de impuestos atribuido a la Sociedad dominante	749

Nota 3. Propuesta de distribución de resultados

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

Base de reparto:	
Pérdidas y ganancias	767
Distribución:	
A reserva voluntaria	391
A dividendo	376

El Consejo de Administración acordó el 25 de noviembre de 2005 distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2005 de 0,31 euros brutos por acción, por importe total de 139 millones de euros, pagado a partir del 10 de enero de 2006.

La Sociedad contaba, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con los requisitos de los artículos 194.3 y 216 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

El estado contable provisional formulado por los Administradores a 31 de octubre de 2005 es el siguiente:

Resultado después de impuestos	687
Previsión del pago a cuenta	139
Liquidez de tesorería	17
Líneas de crédito no dispuestas	391
Liquidez total	408

Nota 4. Normas de valoración

Las principales normas de valoración utilizadas por la Sociedad en la elaboración de sus cuentas anuales para el ejercicio de 2005, de acuerdo con las establecidas por el Plan General de Contabilidad, han sido las siguientes:

- a. Inmovilizaciones inmateriales. Los elementos incluidos en el inmovilizado inmaterial figuran valorados a su precio de adquisición o a su coste de producción, amortizándose en un período máximo de cinco años. En su caso, se dotan las provisiones por depreciación que fueran necesarias para cubrir las posibles desvalorizaciones.

Se registran como inmovilizado inmaterial los derechos de emisión que han sido adjudicados a la sociedad a través del Plan Nacional de Asignación, en virtud de lo dispuesto en la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con abono a la cuenta de ingresos a distribuir en varios ejercicios.

Estos derechos figuran valorados al valor venal de los mismos en el momento que fueron adjudicados a la sociedad y no se amortizan. Se dotan las provisiones necesarias con el fin de atribuirles el inferior valor de mercado que les corresponda al cierre de cada ejercicio, siempre que su valor contable no sea recuperable por la generación de ingresos suficientes para cubrir todos los costes y gastos.

La imputación de los gastos y de los ingresos a la cuenta de pérdidas y ganancias se realiza a medida que se van emitiendo los gases de efecto invernadero.

- b. Inmovilizaciones materiales. Los bienes comprendidos 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 y de la operación de fusión realizada en el ejercicio de 1991.

Forman parte del inmovilizado material los costes financieros correspondientes a la financiación de los proyectos de instalaciones técnicas cuyo 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, deduciendo en su caso el valor neto contable de los bienes sustituidos.

Los gastos de conservación y mantenimiento se cargan a la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio en que se incurren.

Los importes relacionados con los trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado material corresponden al coste directo de producción.

Se dotan las provisiones por depreciación que sean precisas para cubrir las posibles contingencias que pueda generar la inactividad del inmovilizado.

La Sociedad amortiza su inmovilizado material siguiendo el método lineal, distribuyendo el coste de los activos entre los años de vida útil estimada, según el siguiente detalle:



	Años de vida útil estimada
Construcciones	33 – 50
Instalaciones técnicas (red de transporte y distribución)	20 – 30
Instalaciones técnicas (centrales de generación por ciclos combinados)	25
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	8 – 20
Útiles y herramientas	3
Mobiliario y enseres	10
Equipos informáticos	4
Elementos de transporte	6

c. Valores negociables y otras inversiones financieras análogas. La Sociedad sigue los siguientes criterios en la contabilización de sus inversiones en valores negociables y otras inversiones financieras análogas:

- Títulos con cotización oficial (salvo las participaciones en el capital de sociedades del grupo, multigrupo o asociadas). Al menor entre el coste de adquisición y el valor de mercado. Como valor de mercado se considera la cotización oficial media del último trimestre del ejercicio o la cotización al cierre, la que resulte inferior.
- Participaciones en el capital de sociedades del grupo, multigrupo o asociadas. Al menor entre el coste de adquisición y el valor teórico-contable de las participaciones, corregido en el importe de las plusvalías tácitas existentes en el momento de la adquisición y que subsistan en el de la valoración posterior.
- Títulos sin cotización oficial. A coste de adquisición, minorado en su caso por las necesarias provisiones para depreciación por el exceso del coste sobre su valor razonable al cierre del ejercicio.

d. Gastos a distribuir en varios ejercicios. Se registran como gastos a distribuir en varios ejercicios los pagos de gastos que devengan en ejercicios futuros, aplicándose a resultados en el período que corresponda.

e. Existencias. Se valoran al precio promedio de las compras o al coste de producción. Cuando el valor de mercado es inferior al precio medio o al coste de producción, se valoran al precio de mercado.

Se dotan las provisiones por depreciación que sean precisas para cubrir la obsolescencia de los materiales, en función de las expectativas de realización de los mismos.

f. 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.

Los consumos del suministro de gas natural emitido y no facturado se incluyen en el epígrafe clientes por ventas y prestación de servicios.

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.



- g. Subvenciones de capital. Las subvenciones no reintegrables se aplican linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado que financian. Para mostrar la imagen fiel, las subvenciones de capital transferidas al resultado del ejercicio se aplican a Otros ingresos de explotación con el fin de correlacionarlas con las amortizaciones de los inmovilizados afectados.
- h. Compromisos para pensiones y obligaciones similares. Los compromisos por pensiones y obligaciones similares se han materializado a través de la constitución de planes de pensiones del sistema de empleo y contratos de seguro.

Planes de pensiones del sistema de empleo:

Es un plan de aportación definida para la jubilación y de prestación asegurada externamente para los riesgos de fallecimiento e invalidez, que se encuentra acogido a la normativa vigente en materia de planes y fondos de pensiones, que cubre los compromisos adquiridos por la Sociedad con el personal activo afectado. Reconoce unos derechos económicos por servicios pasados desembolsados totalmente y se compromete a la aportación de un porcentaje medio del 4,77% del salario computable según el colectivo de procedencia. Las aportaciones anuales para cubrir los compromisos devengados por cuenta de la entidad respecto a los planes, son contabilizadas con cargo a la cuenta de pérdidas y ganancias de cada ejercicio.

Contratos de seguro:

El resto de los compromisos de pago futuros, contraídos por la Sociedad con los empleados afectados en relación con el pago de complementos de pensiones de jubilación, fallecimiento e invalidez, de acuerdo con las prestaciones acordadas por la entidad han sido exteriorizados mediante la formalización de contratos de seguro de primas únicas conforme al Real Decreto 1588/1999 de 15 de octubre por el que se aprueba el Reglamento sobre la instrumentación de los compromisos por pensiones de las empresas.

- i. Provisión para reestructuración de plantilla. De acuerdo con la normativa laboral vigente, la Sociedad está obligada al pago de indemnizaciones a los empleados con los que, bajo determinadas condiciones, rescinda sus relaciones laborales. Los costes estimados se cargan a resultados en el ejercicio en el que se acuerda y se recogen en el epígrafe Resultados extraordinarios de la cuenta de pérdidas y ganancias.
- j. Otras provisiones. Los compromisos de pagos 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.
- k. Impuesto sobre beneficios. El 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 el resultado fiscal, entendiendo éste como la base imponible del citado impuesto y minorado por las bonificaciones y deducciones en la cuota que se estiman podrán ser aplicadas en base a la normativa vigente.

Los impuestos anticipados sólo se registran si no existen dudas de su recuperación futura.

La Sociedad tributa en Régimen de Declaración Consolidada desde el ejercicio 1993.



- l. Ingresos y gastos. Los ingresos y gastos se imputan en función de la corriente real de bienes y servicios que representan y con independencia del momento en que se produce la corriente monetaria o financiera derivada de ellos.

No obstante, siguiendo el principio de prudencia, la Sociedad únicamente contabiliza los beneficios realizados a la fecha del cierre del ejercicio, en tanto que las pérdidas previsibles, aun siendo eventuales, se contabilizan tan pronto como son conocidas.

Con la entrada en vigor, en el mes de febrero de 2002, del nuevo marco regulatorio del sector gasista (véase Nota 21), se reguló un procedimiento de liquidación para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida por peajes, cánones y tarifas netas de cuotas para destinos específicos, costes de adquisición de gas y retribución de la actividad de suministro a tarifa, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

La Orden Ministerial de 28 de octubre de 2002 por la que se regulan los procedimientos de liquidación establece que las desviaciones que se pongan de manifiesto por la aplicación del procedimiento de liquidaciones entre los ingresos netos liquidables definitivos y las retribuciones acreditadas cada año, serán tenidas en cuenta en el cálculo de las tarifas, peajes y cánones de los dos años siguientes. A la fecha de formulación de estas cuentas anuales no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2002 a 2005, pero sí se han tenido en cuenta las desviaciones provisionales de dichos ejercicios al objeto de calcular las tarifas, peajes y cánones de los ejercicios 2004 a 2006. No se espera que de las liquidaciones definitivas se deriven diferencias significativas con respecto a las estimaciones realizadas.

Las ventas de electricidad, realizadas en base a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción Eléctrica que cumplen con el mandato de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, se registran de acuerdo a los consumos reales.

Los ingresos por desplazamientos de red a cargo de terceros se aplican linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado. Durante este período se muestran como Ingresos a distribuir en varios ejercicios en el pasivo del balance.

Los importes percibidos por contraprestación de nuevas acometidas y ramales se aplican linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado. Durante este período se muestran como Ingresos a distribuir en varios ejercicios en el pasivo del balance.

Los importes percibidos por contraprestación de derechos de preferencia en suministros de gas se aplican a resultados conforme a su devengo.

- m. Transacciones en moneda extranjera. La conversión en euros de los créditos y débitos expresados en moneda extranjera se realiza aplicando el tipo de cambio vigente en el momento de efectuar la correspondiente operación, valorándose al cierre del ejercicio de acuerdo con el tipo de cambio vigente en ese momento.

Las diferencias de cambio que se producen como consecuencia de la valoración al cierre del ejercicio de los débitos y créditos en moneda extranjera, se clasifican en función del ejercicio en que vencen y de la moneda, agrupándose a estos efectos las monedas que, aun siendo distintas, gozan de convertibilidad oficial.

Las diferencias netas positivas de cada grupo se recogen en el pasivo del balance como ingresos a distribuir en varios ejercicios, salvo que para el grupo correspondiente se hayan imputado a resultados de ejercicios anteriores diferencias negativas de cambio, en cuyo caso se abonan a resultados del ejercicio las

diferencias positivas hasta el límite de las diferencias negativas netas cargadas a resultados de ejercicios anteriores.

Las diferencias negativas de cada grupo se imputan a resultados.

Las diferencias positivas diferidas en ejercicios anteriores se imputan a resultados en el ejercicio en que vencen o se cancelan anticipadamente los correspondientes créditos y débitos o en la medida en que en cada grupo homogéneo se van reconociendo diferencias en cambio negativas por igual o superior importe.

- n. Operaciones con derivados financieros. Es política de la Sociedad utilizar estos instrumentos como operaciones de cobertura que tienen por objeto eliminar o reducir significativamente los riesgos operativos y financieros. En la Nota 21 se describen las operaciones abiertas a fecha de cierre y su contabilización.
- o. Medio ambiente. Los gastos derivados de las actuaciones empresariales encaminadas a la protección y mejora del medio ambiente se contabilizan como gasto del ejercicio en que se incurren. Cuando suponen incorporaciones al inmovilizado material, cuyo fin sea la minimización del impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se contabilizan como mayor valor del inmovilizado.

Nota 5. Inmovilizaciones inmateriales

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

	Saldo al 1.1.05	Aumentos	Disminuciones	Traspasos	Aportación Rama Actividad (*)	Saldo al 31.12.05
Coste:						
Gastos de investigación y desarrollo	20	3	--	--	--	23
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	4	34	(4)	2	(1)	35
Aplicaciones informáticas	6	--	--	--	--	6
Suma	30	37	(4)	2	(1)	64
Amortización acumulada:						
Gastos de investigación y desarrollo	(20)	(4)	--	--	--	(24)
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	(1)	--	--	--	1	--
Aplicaciones informáticas	(3)	(1)	--	--	--	(4)
Suma	(24)	(5)	--	--	1	(28)
Saldo neto	6					36

(*) Ver Nota 2

Forman parte del Inmovilizado Inmaterial los derechos de emisión asignados al ejercicio 2005, mediante el Plan Nacional de Asignaciones aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 21 de enero de 2005.

Nota 6. Inmovilizaciones materiales

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

	Saldo al 1.1.05	Aumentos	Disminuciones	Traspasos	Aportación Rama Actividad (*)	Saldo al 31.12.05
Coste:						
Terrenos y construcciones	114	3	--	--	(4)	113
Instalaciones técnicas y maquinaria	3.911	131	--	385	(3.647)	780
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	12	3	(1)	--	(4)	10
Anticipos e inmovilizaciones en curso	697	411	--	(387)	(6)	715
Otro inmovilizado	31	2	(1)	--	(1)	31
Suma	4.765	550	(2)	(2)	(3.662)	1.649
Provisión acumulada	(1)	--	--	--	--	(1)
Amortización acumulada:						
Construcciones	(30)	(2)	--	--	2	(30)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(1.510)	(148)	--	--	1.593	(65)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(8)	(1)	1	--	3	(5)
Otro inmovilizado	(25)	(3)	2	--	--	(26)
Suma	(1.574)	(154)	3	--	1.598	(127)
Saldo neto	3.191					1.522

(*) Ver Nota 2.

En el epígrafe Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso se han incluido las inversiones realizadas en las plantas de generación eléctrica por ciclos combinados y que básicamente corresponden a los proyectos de Cartagena (Murcia), cuya puesta en marcha se ha realizado en enero de 2006 y Plana del Vent (Tarragona) cuya puesta en marcha se estima para el primer semestre de 2007.

A finales del ejercicio 2002, se inició a través de Torre Marenostum, S.L., sociedad constituida junto con Inmobiliaria Colonial, S.A., la construcción de un nuevo edificio que constituirá la nueva sede del Grupo en Barcelona. La construcción del edificio se estima esté finalizada en el segundo semestre de 2006. La Sociedad dispone de un contrato de arrendamiento sobre la actual sede en la Avda. Portal de l'Àngel de Barcelona.

El movimiento del inmovilizado material neto incorporado por la aplicación de la actualización de balances al amparo del Real Decreto 7/1996 es el siguiente:

	Saldo al 1.1.05	Amortización	Disminuciones	Aportación Rama Actividad (*)	Saldo al 31.12.05
Terrenos y construcciones	6	--	--	--	6
Instalaciones técnicas y maquinaria	97	(8)	--	(89)	--
	103	(8)	--	(89)	6

(*) Ver Nota 2.

Dicha actualización tendrá un efecto de 0.2 millones de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2006.

El inmovilizado material incluye la revalorización neta efectuada en el ejercicio de 1991 por la operación de fusión por absorción y escisión parcial de las Sociedades Catalana de Gas, S.A., Gas Madrid, S.A. y Repsol Butano, S.A. por 10 millones de euros en Terrenos y construcciones.

Durante el ejercicio de 2005 se han adquirido elementos del inmovilizado a empresas del grupo y asociadas por un importe de 5 millones de euros.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de instalaciones técnicas en su período de construcción han ascendido a 17 millones de euros.

El inmovilizado material incluye elementos en uso totalmente amortizados por importe de 27 millones de euros.

Es política de la Sociedad 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.

La Sociedad mantiene a 31 de diciembre de 2005 compromisos de inversión por 471 millones de euros, básicamente por la construcción de plantas de generación eléctrica por ciclos combinados.

Nota 7. Inmovilizaciones financieras

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

	Saldo al 1.1.05	Aumentos	Disminuciones	Otros	Aportación Rama Actividad (*)	Saldo al 31.12.05
Participaciones en empresas del grupo	1.356	54	--	--	1.152	2.562
Créditos a empresas del grupo	1.569	359	(337)	--	742	2.333
Participaciones en empresas asociadas	96	--	(37)	(36)	--	23
Créditos a empresas asociadas	1	--	--	--	--	1
Cartera de valores a largo plazo	58	--	--	36	--	94
Otros créditos	65	1	(8)	--	(57)	1
Depósitos y fianzas constituidos	19	--	(3)	--	(13)	3
Provisiones	(473)	(11)	125	--	--	(359)
	2.691	403	(260)	--	1.824	4.658

(*) Ver Nota 2.

El movimiento de las cuentas Participaciones en empresas del grupo y asociadas corresponde fundamentalmente a:

- Suscripción de 100.000.000 acciones por ampliación de capital de Gas Natural Distribución SDG, S.A.
- Suscripción de 1.499.500 acciones por ampliación de capital de Gas Natural Transporte SDG, S.L.
- Suscripción de 831.930 acciones por ampliación de capital de Invergás Puerto Rico, S.A.
- Suscripción de 210.000 acciones por ampliación de capital y enajenación de 1 acción de Portal Gas Natural, S.A.
- Suscripción de 5.490.738 acciones por ampliación de capital de Gas Natural Electricidad SDG, S.A.
- Suscripción de 5.999 acciones por constitución de Gas Natural Exploración, S.L.
- Suscripción de 1.000 acciones por constitución de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.
- Suscripción de 999 acciones por constitución de Gas Natural Capital Markets, S.A.

Enajenación de 31.840.626 acciones de Enagás, S.A. que representan un 13,34% de su Capital Social. Esta venta se enmarca en lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/98 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos modificada por la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, la cual 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 de la entidad. La adecuación de las participaciones sociales a lo dispuesto en esta Disposición Adicional, deberá realizarse en un plazo máximo de 3 años a contar desde el 1 de enero de 2004, mediante la transmisión de acciones o, en su caso, de derechos de suscripción preferentes.

Como consecuencia de estas disminuciones se ha reclasificado la inversión en Enagás, S.A. del epígrafe "Participaciones en empresas asociadas" al epígrafe "Cartera de valores a largo plazo".

De acuerdo a las condiciones impuestas por el Gobierno el 3 de febrero de 2006 a la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A., mencionada en la nota 1, Gas Natural SDG S.A. deberá vender cualquier participación accionarial directa o indirecta en Enagás, S.A. que exceda del 1% y no podrá tener ningún representante en el Consejo de Administración de dicha sociedad.

Las acciones de Enagás, S.A. están admitidas a cotización en el mercado continuo y forman parte del Ibex 35. Al cierre del ejercicio 2005 la cotización se situó en 15,80 euros.

La variación de la cuenta de Provisiones por depreciación corresponde fundamentalmente a las disminuciones de las provisiones por depreciación de las sociedades Gas Natural Mexico, S.A. de C.V., Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. y Gas Natural Internacional SDG, S.A.

Los dividendos percibidos corresponden fundamentalmente a las siguientes Sociedades: Gas Navarra, S.A. el importe de 5 millones de euros; Gas Natural Comercializadora, S.A. el importe de 5 millones de euros; Enagás, S.A. el importe de 13 millones de euros; Gas Natural Castilla y León, S.A. el importe de 12 millones de euros; Sagane, S.A. el importe de 42 millones de euros; Desarrollo del Cable, S.A. el importe de 7 millones de euros; Gas Natural Andalucía, S.A. el importe de 9 millones de euros y de Gas Natural Cegas, S.A. el importe de 5 millones de euros.

El detalle de las participaciones directas relevantes es el siguiente:

Patrimonio neto

% de participación

Valor
neto
contable

Sociedad

Actividad

Domicilio

Capital

Reservas

Resultados

Dividendo
a cuenta

Participación empresas Grupo y Multigrupo

Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A.	Madrid	Aprovisionamiento de gas	100,0	100,0	1	2/	(44)	-
Sagane, S.A.	Madrid	Aprovisionamiento de gas	42	100,0	95	22	76	-
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	Madrid	Aprovisionamiento y transporte marítimo GNL	1	50,0	2	-	-	-
La Energía, S.A.	Barcelona	Cogeneración eléctrica	11	100,0	11	1	-	-
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Barcelona	Comercialización gas y electricidad	1	100,0	2	30	4	-
Coj-Rio, S.A.	Río de Janeiro	Distribución de gas	14	25,1	11	11	11	(5)
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	Río de Janeiro	Distribución de gas	42	18,9	65	35	37	(11)
Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, S.A.	Santiago de Compostela	Distribución de gas	23	62,0	33	5	1	-
Gas Natural Andalucía, S.A.	Sevilla	Distribución de gas	27	100,0	12	31	11	-
Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	Santander	Distribución de gas	6	90,4	3	28	2	-
Gas Natural Castilla y León, S.A.	Valladolid	Distribución de gas	6	90,1	6	79	17	-
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.	Toledo	Distribución de gas	25	95,0	27	15	1	-
Gas Natural Cegas, S.A.	Valencia	Distribución de gas	53	99,7	25	60	7	-
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Barcelona	Distribución de gas	1,101	100,0	101	1,000	60	-
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	Murcia	Distribución de gas	17	99,9	19	(2)	-	-
Gas Natural Rioja, S.A.	Logroño	Distribución de gas	3	87,5	3	9	2	-
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Sao Paulo	Distribución de gas	175	100,0	214	(35)	(4)	-
Gas Navarra, S.A.	Pamplona	Distribución de gas	16	90,0	4	27	5	-
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	Barcelona	Distribución energía eléctrica	-	99,9	-	-	-	-
Portal Gas Natural, S.A.	Barcelona	E-business	8	100,0	8	-	-	-
Gas Natural Capital Markets, S.A.	Barcelona	Financiera	-	99,9	-	-	-	-
Gas Natural Finance B.V.	Amsterdam	Financiera	-	100,0	-	2	1	-
Gas Natural International, Ltd.	Dublin	Financiera	25	100,0	32	9	-	-
Central Térmica La Torrecilla S.A.	Madrid	Generación de electricidad	1	50,0	2	-	-	-
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Barcelona	Generación y comercialización electricidad	33	100,0	33	-	-	-
Gas Natural Soluciones, S.L.	Barcelona	Gestión Energética	5	100,0	6	2	1	-
Gas Natural Informática, S.A.	Barcelona	Informática	20	100,0	20	3	1	-
Gas Natural Exploración, S.L.	Barcelona	Investigación y exploración hidrocarburos	5	100,0	6	-	(1)	-
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	Madrid	Servicios	2	100,0	-	2	-	-
Sistemas de Administración y Servicios, S.A.	México	Servicios	-	37,0	-	-	-	-
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Barcelona	Servicios y comercialización de gas y electricidad	1	100,0	3	3	-	-
Gas Natural International SDG, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	354	100,0	350	(60)	64	-
Holding Gas Natural, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	-	100,0	0	0	-	-
Invergás Puerto Rico, S.A.	Madrid	Sociedad de cartera	3	100,0	5	(1)	(1)	-
La Propagadora del Gas, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	-	100,0	-	1	-	-
Desarrollo del Cable, S.A.	Barcelona	Telecomunicación	21	100,0	21	20	8	-
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	Barcelona	Transporte de gas	57	100,0	15	42	1	-
Gas Natural México S.A. de C.V.	México	Transporte y distribución de gas	109	36,8	389	(97)	10	-

Participación en empresas asociadas

Kromschroeder, S.A.	Barcelona	Contadores	4	42,5	42,5	11	-	-
Gas Aragón, S.A.	Zaragoza	Distribución de gas	3	35,0	35,0	16	-	-
Gas Natural de Alava, S.A.	Vitoria	Distribución de gas	1	10,0	10,0	10	-	-
Torre Marenostrum, S.L.	Barcelona	Inmobiliaria	9	45,0	45,0	14	-	-



Este epígrafe incluye otros créditos, cuyos vencimientos son los siguientes (en miles de euros):

Descripción	Vencimientos					Total
	2007	2008	2009	2010	Resto	
Otros conceptos	307	196	43	35	62	643
	307	196	43	35	62	643

Los créditos a empresas del Grupo y empresas asociadas tienen su vencimiento en el ejercicio 2007 y han devengado un tipo de interés de mercado.

Nota 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 1.1.05	Disminuciones	Saldo al 31.12.05
Gastos diferidos derivados de emisión de deuda	2	(0)	2
	2	(0)	2

Nota 9. Existencias

En el epígrafe de Productos terminados se incluyen las existencias de gas depositadas en los almacenamientos subterráneos de Gaviota (Vizcaya) y Serrablo (Huesca).

Nota 10. Deudores

El epígrafe Administraciones públicas incluye el impuesto sobre beneficios anticipado que asciende a 38 millones de euros.

Nota 11. Inversiones financieras temporales

El importe y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen las Inversiones financieras temporales son:

	Saldo al 1.1.05	Aumentos	Disminuciones	Aportación Rama Actividad (*)	Saldo al 31.12.05
Créditos a empresas del grupo	263	594	(65)	--	792
Cartera de valores a corto plazo	24	--	(24)	--	--
Otros créditos	43	--	(16)	(9)	18
	330	594	(105)	(9)	810

(*) Ver Nota 2.

El epígrafe Créditos a empresas del grupo corresponde básicamente al Impuesto sobre Sociedades a percibir de las sociedades del Grupo Consolidado Fiscal a la fecha de liquidación del impuesto por un importe de 22 millones de euros y a créditos a corto plazo que ascienden a 769 millones de euros.

Otros créditos recoge básicamente un importe de 10 millones de dólares estadounidenses a recibir de Repsol YPF, S.A., en contraprestación al otorgamiento de un derecho de preferencia para determinados suministros de gas en Latinoamérica y dividendos a cobrar de empresas del Grupo y asociadas.

La tasa media de rentabilidad de los créditos y de la cartera de valores ha sido del 2,65% para el ejercicio 2005.

Nota 12. Fondos propios

El importe de las cuentas de fondos propios al 31 de diciembre de 2005 y su movimiento en el ejercicio son los siguientes:

	Saldo al 1.1.05	Distribución del resultado 2004	Resultado del ejercicio 2005	Traspasos	Saldo al 31.12.05
Capital suscrito	448	--	--	--	448
Reserva de revalorización	225	--	--	--	225
Reserva legal	90	--	--	--	90
Reserva estatutaria	68	--	--	--	68
Otras Reservas	2.726	353	--	--	3.079
Reserva voluntaria	2.725	353	--	--	3.078
Reserva de redenominación en euros	1	--	--	--	1
Beneficio del ejercicio	670	(670)	767	--	767
Dividendo a cuenta	(121)	121	(139)	--	(139)
	4.106	(196)	628	--	4.538

Capital social

El Capital suscrito está constituido por 447.776.028 acciones representadas por medio de anotaciones en cuenta de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

El Consejo de Administración de la Sociedad, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 30 de abril de 2002, fue autorizado para aumentar el capital social como máximo en 223.888.014 euros dentro del plazo de 5 años, mediante desembolso dinerario y en una o varias veces sin necesidad de nueva autorización. Asimismo, fue autorizado por acuerdo de la misma Junta General Ordinaria de Accionistas para que, en el plazo máximo de 5 años, pudiera emitir títulos de renta fija no convertibles en acciones, representativos de una deuda, bonos, pagarés, obligaciones simples, hipotecarias o garantizadas hasta un total de 1.000 millones de euros.

Por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 20 de abril de 2005, el Consejo de Administración fue autorizado para que en un plazo no superior a los dieciocho meses pudiera adquirir a título oneroso, en una o varias veces, hasta un máximo del 5% del capital social, acciones de la Sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca se ultrapase entre las acciones adquiridas por la Sociedad y las que tuvieran las sociedades dominadas, el expresado porcentaje. El precio mínimo y máximo de adquisición será el de cotización en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas con una oscilación en más o en menos de un 5%.

La totalidad de las acciones de la Sociedad están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35.

La cotización al fin del ejercicio 2005 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 23.66 euros.

Las participaciones directas e indirectas más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2005 son las siguientes:



Participación en el capital social %	
Grupo "la Caixa"	33,06
Grupo Repsol YPF	30,85
Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA)	5,00
Caixa d'Estalvis de Catalunya	3,03

Reserva de revalorización

La Reserva de revalorización ha sido aceptada por la Administración Tributaria y es indisponible. 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 de diciembre de 2006, a reservas de libre disposición.

Esta reserva permanece en Gas Natural SDG, S.A. en su totalidad, aún cuando una parte sustancial de los elementos que la originaron han sido traspasados a Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L. como consecuencia de la Aportación de la Rama de Actividad de Distribución de Gas y la Aportación de la Rama de Actividad de Transporte de Gas.

Reserva legal

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

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

Reserva estatutaria

En virtud de los Estatutos Sociales de Gas Natural SDG, S.A., debe destinarse una cifra igual al 2% del beneficio neto del ejercicio a la reserva estatutaria hasta que ésta alcance, al menos, el 10% del capital social.

Reserva de redenominación en euros

De acuerdo a lo dispuesto en la Ley 46/1998 sobre introducción del euro, se constituyó una reserva indisponible relacionada con la redenominación a euros de las acciones que constituyen el capital social.

Otras reservas

Según acuerdo de la Junta General de fecha 20 de abril de 2005, se ha traspasado a Reserva voluntaria un importe de 237 miles de euros de la cuenta Previsión Libertad de amortización Real Decreto Ley 2/1985, quedando pendiente de traspasar el importe correspondiente a 2006.

Dividendos

La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 20 de abril de 2005 aprobó un aumento del 18% en el dividendo y abonar un total de 0,71 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2004, de los que 0,27 euros ya fueron pagados el 11 de enero de 2005 y los 0,44 euros por acción restantes el pasado día 1 de julio de 2005.

El Consejo de Administración acordó el 25 de noviembre de 2005 distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2005 de 0,31 euros brutos por acción por un importe de 139 millones de euros, pagado a partir del día 10 de enero de 2006.

Nota 13. Ingresos a distribuir en varios ejercicios

Los movimientos en las cuentas incluidas en Ingresos a distribuir en varios ejercicios han sido los siguientes:

	Saldo al 1.1.05	Aumentos	Disminuciones	Aportación Rama Actividad (*)	Saldo al 31.12.05
Subvenciones de capital	44	7	--	(45)	6
Ingresos por desplazamientos de red a cargo de terceros	72	10	(4)	(78)	--
Ingresos por contraprestaciones de nuevas acometidas y ramales	92	8	(5)	(95)	--
Ingresos por intereses diferidos	5	--	(3)	(2)	--
Otros ingresos	15	--	(7)	--	8
	228	25	(19)	(220)	14

(*) Ver Nota 2.

El epígrafe Subvenciones de capital corresponde al importe de los derechos de emisión recibidos, pendiente de aplicar a resultados.

El epígrafe Otros ingresos corresponde a la contraprestación del otorgamiento del derecho de preferencia que se menciona en la Nota 11 y su disminución corresponde a la aplicación a resultados del ejercicio.

Nota 14. Provisiones para riesgos y gastos

El saldo de Otras provisiones a 31 de diciembre de 2005 corresponde a las provisiones constituidas para responsabilidades probables relativas a contingencias identificadas y para reestructuración de plantilla, y su movimiento en el ejercicio es el siguiente:

Saldo al 1 de enero de 2005	214
Dotaciones	41
Aplicaciones y cancelaciones	15
Aportación Rama Actividad (*)	(11)
Saldo al 31 de diciembre de 2005	259

(*) Ver Nota 2.

Los gastos relativos a la emisión de gases de efecto invernadero estimados han requerido dotar la correspondiente provisión para riesgos y gastos a corto plazo por la obligación de devolución de los correspondientes derechos de emisión. Al estar todas las emisiones cubiertas por los derechos de emisión asignados, los gastos se han valorado al mismo precio al que se ha registrado el ingreso a distribuir en varios ejercicios. La provisión se mantendrá hasta el momento en que la sociedad tenga que cancelar dicha obligación mediante la entrega de los correspondientes derechos de emisión.

Nota 15. Deudas con entidades de crédito, empresas del grupo y otras deudas

El detalle por vencimientos de las deudas con entidades de crédito y empresas del grupo es el siguiente:

Vencimiento	Deudas con entidades de crédito	Deudas con empresas del grupo
2006	2	335
Suma corto plazo	2	335
2007	588	131
2008	1	--
2009	--	--
Posterior	600	525
Suma largo plazo	1.189	656
Total	1.191	991

Las Deudas con empresas del grupo corresponden a la financiación obtenida por Gas Natural Finance, B.V. en euros con interés a tipo de mercado que se correlacionan con la emisión de deuda en base al programa Euro Medium Term Notes, garantizado por Gas Natural SDG, S.A., otras deudas financieras y a deudas comerciales por 124 millones de euros.

En Deudas con entidades de crédito y en Deudas con empresas del grupo se incluyen intereses devengados pendientes de vencimiento por 2 millones de euros y 30 millones de euros, respectivamente.

Del total de préstamos y créditos reflejados en este epígrafe, los siguientes están denominados en moneda extranjera (dólares estadounidenses):

	Contravalor en millones de euros
Deudas con entidades de crédito	10

Las deudas a corto y largo plazo devengaron en el ejercicio un tipo de interés medio del 2,4% y 2,5%, respectivamente.

A la fecha de cierre del ejercicio, la Sociedad tenía créditos concedidos por entidades financieras no dispuestos por un importe de 273 millones de euros.

Se incluye en el epígrafe de Otras deudas a corto plazo el dividendo a cuenta del ejercicio por 139 millones de euros.

Nota 16. Situación fiscal

El Grupo Fiscal representado por Gas Natural SDG, S.A. como sociedad dominante, tributa desde el año 1993 en el Régimen de Consolidación Fiscal, regulado en el Capítulo VII del Título VII del Real Decreto Legislativo 2004, de 5 de marzo, lo que implica la determinación de forma conjunta del resultado fiscal del grupo y las deducciones y bonificaciones a la cuota.

En el ejercicio 2005 el Grupo Consolidado Fiscal lo constituyen además, las sociedades Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A., Gas Natural Castilla y León, S.A., Gas Natural Informática, S.A., Gas Natural Cegas, S.A., Gas Natural Cantabria SDG, S.A., Gas Natural Murcia SDG, S.A., Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A., Gas Natural Andalucía, S.A., Equipos y Servicios, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Invergás Puerto Rico, S.A., Gas Natural Internacional SDG, S.A., La Energía, S.A., Holding Gas Natural, S.A., La



Propagadora del gas, S.A., Sagane, S.A., Desarrollo del Cable, S.A., Gas Natural Electricidad SDG, S.A., Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A., Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Rioja, S.A., Gas Navarra, S.A., Gas Natural Soluciones, S.L., Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L., Gas Natural Transporte SDG, S.L., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Corporación Eólica, S.L., Gas Natural Exploración, S.L., Gas Natural Capital Markets, S.A., Distribución Eléctrica Navasfrías, S.L., Electra de Abusejo, S.L., Sinia XXI, S.A. y Tratamiento Almazán, S.L.

La aplicación del Régimen de Declaración Consolidada ha supuesto la generación de diferencias permanentes en el Impuesto sobre Sociedades de la Sociedad por 130 millones de euros, consecuencia básicamente de los ajustes por dividendos devengados en el ejercicio y los ajustes por eliminación de provisiones por depreciación de sociedades del Grupo fiscal.

El Impuesto sobre Sociedades se calcula a partir del resultado económico o contable, obtenido por la aplicación de principios de contabilidad generalmente aceptados, que no necesariamente ha de coincidir con el resultado fiscal, entendido éste como la base imponible del impuesto.

La conciliación del resultado contable del ejercicio con la base imponible del Impuesto sobre Sociedades es como sigue:

	Aumento	Disminución	Total
Resultado contable del ejercicio			767
Diferencias permanentes:			(97)
Impuesto sobre Sociedades	191		
Ajustes por Grupo Fiscal Consolidado		(130)	
Enajenación participaciones en Sociedades		(171)	
Otros conceptos	13		
Diferencias temporales:			(161)
Con origen en el ejercicio actual			
Enajenación participaciones en Sociedades		(129)	
Otros conceptos	8		
Con origen en ejercicios anteriores			
Fondo de pensiones		(17)	
Otros conceptos		(23)	
Base imponible			509

Las deducciones a la cuota aplicadas en el ejercicio de 2005, y que corresponden básicamente a la deducción por doble imposición por dividendos devengados y plusvalías obtenidas de sociedades de fuera del Grupo Fiscal, han ascendido a 42 millones de euros. También se incluyen ajustes por diferencias impositivas del ejercicio anterior por 1 millón de euros.

De acuerdo con lo dispuesto en la Disposición Adicional 4ª del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades aprobado por Real Decreto Legislativo 4/2004 de fecha 5 de marzo (antigua disposición adicional 14ª de la Ley 43/1995 de 27 de diciembre del Impuesto sobre Sociedades, en la redacción dada por la Ley 24/2001 de 27 de diciembre), no se integraron en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades los beneficios obtenidos en el ejercicio 2002 como consecuencia de la Oferta Pública de Acciones de

Enagás, S.A. y los beneficios obtenidos en las ventas realizadas en los ejercicios 2003, 2004 y 2005, pendientes de integrar hasta que no se transmitan o se den de baja en el balance los bienes y derechos en los que se ha reinvertido los importes obtenidos de la venta, de acuerdo al siguiente detalle, en millones de euros:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinversión	Finalización plazo reinversión
2002	917	917	2005
2003	39	39	2006
2004	292	118	2007
2005	432	--	2008
Total	1.680	1.074	

La reinversión se ha realizado en elementos patrimoniales de inmovilizado afectos a actividades económicas y en valores representados de sociedades que otorgan una participación superior al 5%, habiendo sido efectuada tanto por la propia Sociedad como por el resto de empresas del Grupo Fiscal en virtud de lo dispuesto en el artículo 75 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

A 31 de diciembre de 2004 se ha reinvertido el importe de 34,8 millones de euros, importe obtenido de la venta de la totalidad de los elementos patrimoniales transmitidos en 2001, en elementos de infraestructura de transporte secundario y distribución de gas natural en España, que se encontraban acogidas a lo dispuesto en la Disposición Transitoria 3ª de la Ley 24/2001.

Al cierre del ejercicio se habían pagado 19 millones de euros a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por el Impuesto sobre Sociedades.

El importe y las variaciones experimentadas por el Impuesto sobre beneficios anticipado/diferido son:

	Saldo al 1.1.05	Variación	Aportación Rama Actividad (*)	Saldo al 31.12.05
Carga fiscal anticipada:				
Fondo de pensiones	30	(6)	--	24
Otras provisiones	30	(9)	(7)	14
	60	(15)	(7)	38
Carga fiscal diferida:				
Libertad de amortización	14	1	(15)	--
Enajenación participación en Sociedades	99	45	--	144
	113	46	(15)	144

(*) Ver Nota 2.

En fecha 21 de abril de 2004 se firmaron Actas en Disconformidad correspondientes a las propuestas de liquidación de las Inspecciones relativas a los conceptos Impuestos sobre Sociedades (períodos 1995 a 1998) y del Impuesto sobre el Valor Añadido e Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (períodos agosto 1997 a diciembre 2000) del Grupo Fiscal. Tras las alegaciones iniciales presentadas por la Sociedad, la Oficina Nacional de Inspección notificó los correspondientes Actos Administrativos de Liquidación. Estas liquidaciones fueron recurridas por la Sociedad ante las instancias oportunas.

En relación con anteriores actuaciones inspectoras, cuyos resultados concluyeron con la firma de Actas en Disconformidad, actualmente se encuentran en distintas fases procesales (Tribunal Supremo, Audiencia Nacional y Tribunal Económico-Administrativo Central). De los resultados obtenidos en dichos tribunales deben destacarse el importante número de estimaciones conseguidas relativas a las propuestas fiscales efectuadas.



Asimismo, desde 2004 se vienen desarrollando actuaciones inspectoras al Grupo Consolidado Fiscal de Gas Natural relativas al Impuesto sobre Sociedades para el período 1999 a 2002 y de forma exclusiva a la sociedad matriz en cuanto al Impuesto sobre el Valor Añadido y Retenciones sobre Rendimientos del Trabajo y Capital Mobiliario para el período enero 2001 a diciembre 2002. El resto de tributos se encuentran abiertos a inspección por el período legalmente no prescrito.

Los Administradores de la Sociedad consideran, en consecuencia, que el resultado de estas situaciones no tendrá impacto significativo en las presentes cuentas anuales de la sociedad.

Nota 17. Ingresos y gastos

Importe neto de la cifra de negocios

La actividad se realiza íntegramente en el mercado nacional, siendo su desglose el siguiente:

	2005
Ventas de gas natural	1.118
Ventas de energía eléctrica	543
Otras ventas	15
Acceso a redes de distribución y compensación de distribución	547
Servicios de alquiler de instalaciones	38
Acceso a redes de transporte y compensación de transporte	13
Otros servicios	54
	2.328

Aprovisionamientos

Incluye las compras de gas natural para el suministro a tarifa realizadas durante el ejercicio a Enagás, S.A. (período Enero – Septiembre 2005), la compra de gas natural para la producción de energía eléctrica en las plantas de ciclo combinado realizada a la empresa del grupo, Gas Natural Comercializadora, S.A. y otras compras de gas.

Personal

El número medio de empleados de la Sociedad durante el ejercicio, distribuido por categorías es el siguiente:

Dirección y personal técnico	1.303
Personal administrativo y comercial	422
Profesionales de oficio y personal auxiliar	265
	1.990

Este promedio queda afectado por la aportación de rama de actividad, que ha supuesto una disminución de 1.092 empleados de la sociedad.

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, servicios exteriores, arrendamientos y tributos.



Otros ingresos de explotación

Este apartado incluye 149 millones de euros de transacciones con empresas del grupo y asociadas.

Variación de las provisiones de tráfico

El desglose de la partida Variación de las provisiones de tráfico, junto con el saldo inicial y final de la provisión para insolvencias, es el siguiente:

Saldo inicial de la provisión	45
Fallidos	(1)
Dotación	2
Aportación Rama Actividad (*)	(45)
Saldo final de la provisión	1

(*) Ver Nota 2.

Resultados extraordinarios

Los Resultados extraordinarios positivos corresponden básicamente a las plusvalías generadas por la venta del 13,34% de Enagás, S.A. y a la variación de las provisiones de la cartera de control.

Nota 18. Medio ambiente

Actuaciones medioambientales

Durante el ejercicio 2005 la Sociedad ha continuado realizando actuaciones encaminadas a la minimización del impacto medioambiental.

Todas estas actuaciones medioambientales realizadas en el ejercicio 2005 han alcanzado unas inversiones totales de 19 millones de euros, lo que representa unas inversiones y amortizaciones acumuladas de 234 y 57 millones de euros, respectivamente. Estas inversiones incluyen las realizadas en la actividad de distribución de gas en el período enero-septiembre de 2005.

Como se indica en la nota 1, con fecha 30 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración aprobó realizar la aportación de la rama de actividad de distribución a favor de Gas Natural Distribución SDG, S.A. Dichas aportaciones tienen efectos económicos y contables a partir de las 24:00 horas del día 30 de septiembre, por lo que estas inversiones y su amortización acumulada han sido traspasadas a la citada sociedad.

Además se han realizado actividades de patrocinio, formación y divulgación medioambiental.

Las posibles contingencias, indemnizaciones y otros riesgos, de carácter medioambiental en las que pudiera incurrir la Sociedad 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.

Emisiones

El 27 de agosto de 2004 se aprobó el Real Decreto Ley 5/2004, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que tiene como objetivo el ayudar a cumplir con las obligaciones derivadas de la Convención y el

Protocolo de Kioto. Las disposiciones del Real Decreto son de aplicación a las instalaciones susceptibles de generar emisiones de dióxido de carbono en un nivel superior al establecido por su actividad y capacidad, concretamente para el Grupo Gas Natural, como propietario de instalaciones de producción de energía eléctrica de servicio público con potencia térmica nominal superior a 20MW por las instalaciones de Ciclo Combinado.

El Consejo de Ministros aprobó, con fecha 21 de enero de 2005, la asignación individualizada definitiva de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2005-2007, resultando para el Grupo Gas Natural una asignación de 14 millones de toneladas de CO₂.

Las toneladas asignadas, distribuidas anualmente para los años 2005, 2006 y 2007 son:

(mtCO ₂)	2005	2006	2007
Derechos de emisión asignados	3.592	4.225 (*)	5.853 (*)

(*) Pendiente de transferencia a la cuenta de Gas Natural SDG, S.A., 1.847 mtCO₂ del ejercicio 2006 y la asignación del ejercicio 2007

No se han producido adquisiciones ni enajenaciones en relación con los derechos de emisión en 2005.

Los derechos asignados han sido valorados al precio de mercado en el momento de su transferencia.

Las emisiones estimadas de toneladas de CO₂ del año 2005 se han provisionado en el pasivo del balance dentro del epígrafe "Provisiones para riesgos y gastos a corto plazo" (20 millones de euros). La citada provisión se ha dotado contra "Otros gastos de explotación", valorando las emisiones al mismo precio al que se ha registrado el ingreso de las mismas ya que todas las emisiones han sido cubiertas por los derechos de emisión asignados gratuitamente.

Nota 19. Información sobre miembros del Consejo de Administración

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2005, el importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. asciende a 3.982 miles de euros, comprendiéndose en estas cantidades tanto las atribuidas por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas comisiones del mismo, como las correspondientes, en su caso, a las relaciones de tipo laboral o responsabilidades directas que pudieran tener a distintos niveles ejecutivos.

Los importes devengados en el ejercicio 2005 de retribuciones por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva y otras Comisiones, que percibieron individualmente los miembros del Consejo de Administración, han sido los siguientes:

			Retribuciones (en miles de euros)			
	Cargo	Periodo	Consejo	Comisión Ejecutiva	Otras Comisiones	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	01/01/05 a 31/12/05	300	300	10	610
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	01/01/05 a 31/12/05	100	100	9	209
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado	01/02/05 a 31/12/05	91	91	-	182
D. José Viñarasau Salat	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	-	-	100
D. Enrique Alcantara-García Irazoqui	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	-	10	110
D. José Luis Jové Vintró	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	100	9	209
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	01/02/05 a 31/12/05	91	91	9	191
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Vocal	01/02/05 a 31/12/05	91	-	-	91
D. Guzmán Solana Gómez	Vocal	01/02/05 a 31/12/05	91	91	9	191
D. Fernando Ramírez Mazarredo	Vocal	01/01/05 a 31/01/05 y 01/05/05 a 31/12/05	73	9	8	90
Caixa d'Estalvis de Catalunya	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	-	-	100
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	100	10	210
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	100	10	210
D. Emiliano López Achurra	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	-	-	100
D. Miguel Vallis Maseda	Vocal	01/02/05 a 31/12/05	91	-	-	91
D. Jaime Vega de Secane Azpilicueta	Vocal	01/05/05 a 31/12/05	64	-	-	64
D. José Arcas Romeu	Vocal	01/07/05 a 31/12/05	45	-	-	45
D. Enrique Locutura Rupérez	Consejero Delegado	01/01/05 a 31/01/05	9	9	-	18
D. José Ramón Blanco Balín	Vocal	01/01/05 a 31/01/05	9	9	1	19
D. Miguel Angel Remón Gil	Vocal	01/01/05 a 31/01/05	9	-	1	10
D. Gregorio Villalabeitia Gaiárraga	Vocal	01/01/05 a 30/04/05	36	-	4	40
D. José M ^a Goya Laza	Vocal	01/01/05 a 28/02/05	18	-	-	18
D. Leopoldo Rodés Castañé	Vocal	01/01/05 a 30/06/05	55	-	-	55
			1.873	1.000	90	2.963

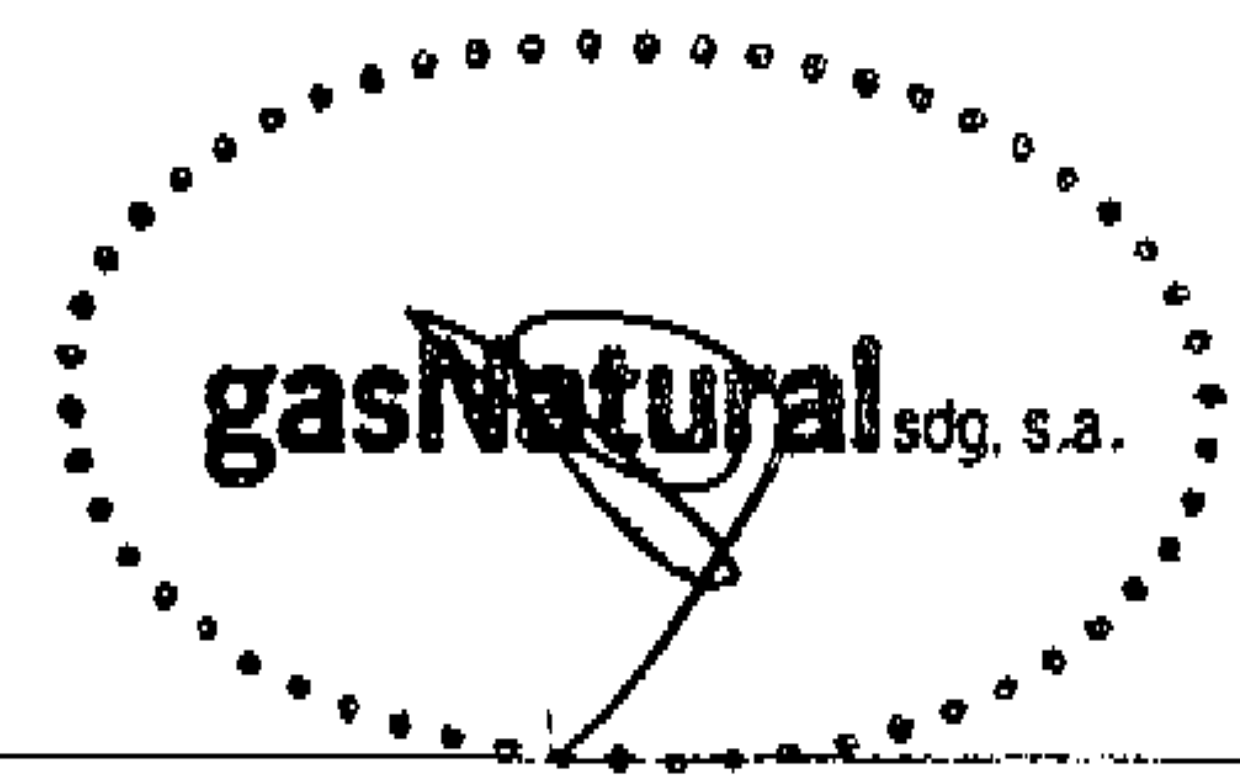
El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2005 por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del grupo, asociadas o relacionadas, asciende a 156 miles de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Enagás, S.A.
D. Salvador Gabarró Serra	68
D. Rafael Villaseca Marco	55
D. José Ramón Blanco Balín	33
	156

Los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., en su condición de consejeros, no han percibido importe alguno por préstamos y pensiones y no existe ninguna obligación, en materia de seguro de vida. El importe de las obligaciones contraídas en materia de pensiones y de pagos de primas de seguros de vida respecto de los miembros del Consejo, en su condición de directivos, ascendió a 37 miles de euros.

Operaciones con Administradores

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 26/2003 de 17 de julio, se incluyen a continuación las comunicaciones de los Administradores en relación con las participaciones que tienen en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que la Sociedad al 31 de diciembre de 2005, así como los cargos o las funciones que en ellas ejercen:



Administradores y cargo en otras Sociedades con análoga o complementaria actividad	Cargo en Gas Natural SDG S.A.	Número de acciones y porcentaje en:					
		Gas Natural	Enagás	Repsol YPF	Endesa	Iberdrola	Suez
D. Salvador Sazatorni Serna Vocal, Consejo Administración de Enagás, S.A. y Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Presidente	--	10 (0,000)	--	--	10.350 (0,001)	--
D. Antoni Enxà, Nubié Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A. y Presidente de YPF, S.A. Vocal, Consejo Administración de Suez, S.A. y Miembro de la Comisión de Auditoría	Vicepresidente	25.020 (0,005)	--	15.645 (0,001)	--	--	2.222 (0,000)
D. Rafael V. Maseda Marco Vocal, Consejo Administración de Enagás, S.A. Presidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L. Presidente de Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A.	Consejero	1.100 (0,000)	356 (0,000)	--	859 (0,000)	636 (0,000)	--
D. Josep Vilarasa Salas	Vocal	90 (0,000)	--	--	--	--	--
D. Santiago Ochoa Ochoa	Vocal	--	--	--	5.000 (0,001)	--	--
D. Carlos Losada Marrocan	Vocal	--	--	--	--	--	--
D. Fernando Ramirez Mazarredo Director General Económico-Financiero Repsol YPF, S.A.	Vocal	200 (0,000)	--	--	--	--	--
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	100 (0,000)	--	--	--	--	--
D. Enrique Alcantara Garcia Lazodu	Vocal	3.834 (0,001)	--	--	--	--	--
D. Carlos Estay de Caza Uña	Vocal	13.550.000 (3,03)	--	--	--	--	--
D. Nemesio Fernandez-Questa Luca de Tena Director General Upstream Repsol YPF, S.A. Vocal, Consejo Administración de Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Vocal	--	--	--	--	--	--
D. Emiliano Lopez Aznurre	Vocal	--	--	--	--	--	--
D. Guzman Solana Gomez	Vocal (1)	--	--	--	--	--	--
D. Miguel Valls Maseda	Vocal	200 (0,000)	--	--	--	--	--
D. Lucina Vega de Secane Agui Quere	Vocal	--	--	--	--	--	--
D. Jose Arcaz Romeu	Vocal	415 (0,000)	--	--	1.190 (0,000)	--	--
D. Jose Luis Llave Vireto	Vocal	100 (0,000)	--	--	--	--	--

1) Mantiene relación laboral ordinaria con Gas Natural en calidad de asesor de la Alta Dirección.

En relación con el alcance de la información exigida por el artículo 127 ter, apartado 4, del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, se informa en 2005 tanto de la participación en el capital que ostenten los administradores en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad, directa o indirectamente, como en sociedades que reúnan las mismas características, sean éstas del grupo, asociadas o carezcan de vinculación.

Los Administradores de la Sociedad no han llevado a cabo durante el ejercicio 2005, operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con la sociedad o con las sociedades del Grupo.

Comité de Dirección

La remuneración total pagada al Comité de Dirección en el ejercicio 2005, ascendió a 3.388 miles de euros, de los cuales, 3.322 miles de euros representan prestaciones a corto plazo y 66 miles de euros representan prestaciones posteriores al cese de la relación laboral. El coste de las indemnizaciones totales percibidas por los miembros del Comité de Dirección que han cesado en sus funciones en el ejercicio 2005, asciende a 4.458 miles de euros.

Nota 20. Operaciones con personas vinculadas

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 37 de la ley 44/2002 de Medidas de Reforma del Sistema Financiero, y como parte del compromiso de transparencia del Grupo Gas Natural, a continuación se especifican las relaciones contractuales y financieras realizadas en el ejercicio 2005 entre Gas Natural SDG, S.A. y las personas físicas o jurídicas vinculadas a

la misma.

Se entiende como personas vinculadas las siguientes:

- Los accionistas significativos de Gas Natural SDG, S.A. entendiéndose por tales los que posean participaciones iguales o superiores al 5%.
- Los accionistas que, sin ser significativos, hayan ejercido la facultad de proponer a algún miembro del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.
- Cualesquiera otras personas que cumplan las condiciones o requisitos que legal o reglamentariamente se establezcan para ser consideradas como parte vinculada.

Atendiendo a esta definición, las personas vinculadas de Gas Natural SDG, S.A. son, Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol YPF, S.A., Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA) y Caixa d'Estalvis de Catalunya.

Transacciones con "la Caixa"

- La Caixa, es una de las entidades financieras que participan en el crédito de hasta 7.806 millones de euros que serán utilizados exclusivamente para financiar el pago en efectivo que recibirán los Accionistas de Endesa, S.A. que acepten la Oferta. La Caixa actúa también como agente de pagos en dicho contrato. El contrato de crédito fue sindicado el 21 de octubre de 2005 a otras 22 instituciones financieras. Además, la Caixa es el agente de picos que intervendrá en el canje de las fracciones o picos de acciones de Endesa, S.A. y el agente de la liquidación.
- Participa en un préstamo sindicado por 52,3 millones de euros con vencimiento en el 2007 y con un devengo de intereses por importe de 1,7 millones de euros.
- Existen pólizas de crédito por importe de 30 millones de euros y un crédito dispuesto de 8,0 millones de euros. Los intereses devengados son 0,6 millones de euros a 31 de diciembre de 2005.
- La Caixa, es la entidad agente y coordinadora del contrato de crédito Club Deal, en el que participa con la cantidad de 10,0 millones de euros.
- Al cierre del ejercicio los avales otorgados ascienden a 2,3 millones de euros sobre un límite de 2,7 millones de euros.

Además de las garantías antes mencionadas, la Caixa ha otorgado a favor de Gas Natural SDG, S.A. un aval bancario irrevocable con motivo de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A.

- Los importes pagados durante el ejercicio 2005, a sociedades del Grupo "la Caixa", por seguros relacionados con el personal, ascienden a 2,0 millones de euros.
- Las coberturas existentes por pagos futuros en divisas y por pagos de intereses al 31 de diciembre de 2005 ascienden a 1 millón de euros y 300 millones de euros, respectivamente.
- Las cuentas bancarias e inversiones financieras temporales, al final del período, ascienden a 10,5 millones de euros. Los intereses devengados por este concepto en 2005 son 52 miles de euros.

- Los intereses por avales y garantías, así como otros servicios prestados por las empresas del Grupo "la Caixa" ascienden a 2,4 millones de euros y la facturación por servicios del Grupo Gas Natural es de 2,1 millones de euros.
- Invercaixa Valores era uno de los ocho "dealers" del programa de Gas Natural de EMTN (Euro Medium Term Notes), así como uno de los cinco "dealers" en el programa ECP (Euro Commercial Paper). En el año 2005, las actividades de Invercaixa Valores fueron integradas en la Caixa; por ello, la renovación del programa EMTN de 2005 se ha efectuado directamente por la Caixa en calidad de "dealer" del programa.
- El 29 de junio de 2005, Gas Natural SDG, S.A. adquirió el 36,84% de Portal Gas Natural, S.A. de "e-la Caixa" (filial de la Caixa) por 4,2 millones de euros.
- Dividendos pagados en el ejercicio por importe de 105,1 millones de euros.

Transacciones con Repsol YPF, S.A.

- Compras de gas natural, gas natural licuado, materiales y servicios diversos por importe de 144.8 millones de euros.
- Ventas de gas natural y servicios diversos por 8,6 millones de euros.
- Acuerdo de suministro de gas natural por parte de Repsol YPF, de un volumen de 2,1 Bcm anuales hasta el año 2006.
- Repsol YPF, S.A. tiene la opción a ejercer el derecho de preferencia de suministro de gas natural en Brasil, con un compromiso de pago de 10 millones de dólares.
- En las áreas de upstream y midstream, Gas Natural SDG, S.A. y Repsol YPF, S.A. se han comprometido en la ejecución de proyectos integrados de GNL, mediante la constitución de sociedades "joint venture" o mediante la firma de acuerdos de colaboración. Durante 2005, se han alcanzado acuerdos con el objeto de intensificar la colaboración en ambas áreas:

En el área de la exploración, producción y licuación, las dos sociedades podrán establecer acuerdos para desarrollar nuevos proyectos, en los cuales Repsol YPF, S.A. será el operador con un 60% de los activos, y Gas Natural SDG, S.A. tendrá una participación del 40%. Hasta la fecha, se han alcanzado acuerdos para participar conjuntamente en el proyecto Gassi Touil LNG y en el proyecto de exploración de hidrocarburos Gassi Chergui, ambos en Argelia.

También se han alcanzado acuerdos, durante 2005, para participar, con un 30% del total de la adjudicación por parte de Gas Natural SDG, S.A., en el proyecto de exploración de tres bloques "offshore" en la zona de Tánger-Larache, los cuales fueron adjudicados por el Reino de Marruecos a Repsol YPF, S.A. en Noviembre de 2003.

Con respecto al área de transporte, gestión y negociación de los acuerdos de compraventa, trading y suministro de gas natural en el mercado mayorista (midstream), Gas Natural SDG, S.A. y Repsol YPF, S.A. constituyeron, con fecha de agosto de 2005, una sociedad "joint venture" denominada Repsol-Gas Natural LNG, S.L., en la que ambos socios participan en un 50%.

Con arreglo al mismo acuerdo, se establece que GAS NATURAL y Repsol YPF coordinarán el desarrollo de diversos proyectos de plantas de regasificación en las que GAS NATURAL será el operador y los derechos de regasificación corresponderán a la nueva sociedad "joint venture".

- Hasta el 27 de diciembre de 2005, existió un contrato de servicios entre Gaviota Re, S.A. compañía cautiva de reaseguro, filial participada al 100% por el Grupo Repsol YPF, y Gas Natural SDG, S.A., por el cual Gaviota Re, S.A. prestaba un servicio de "fronting" y de elaboración y archivo de la documentación necesaria a disposición de Gas Natural SDG, S.A. El coste por este servicio, representó, en 2005, un importe de 60 miles de euros. Asimismo, Gaviota Re, S.A. ha participado como reasegurador del Programa de Seguros de Gas Natural SDG, S.A.
- Dividendos pagados en el ejercicio por 98,1 millones de euros.

Transacciones con Caixa d'Estalvis de Catalunya

- Caixa d'Estalvis de Catalunya es una de las entidades financieras que participan en la sindicación del crédito de hasta 7.806 millones de euros que serán utilizados, exclusivamente, para financiar el pago en efectivo que recibirán los Accionistas de Endesa, S.A. que acepten la Oferta. El contrato de crédito fue sindicado el 21 de octubre de 2005 a otras veintidós instituciones financieras.
- Durante el ejercicio 2005 los intereses devengados de préstamos ascienden a 2 miles de euros.
- Existen pólizas de crédito por importe de 30 millones de euros y un crédito dispuesto de 10,9 millones de euros. Los intereses devengados son 0,3 millones de euros a 31 de diciembre de 2005.
- Avaless otorgados por 28,3 millones de euros, sobre un límite de 31,3 millones de euros.
- Los intereses devengados por las cuentas bancarias ascienden a 2 miles de euros.
- Las comisiones e intereses devengados en el ejercicio 2005, ascienden a 97 miles de euros.
- Dividendos pagados en el ejercicio por importe de 9,6 millones de euros.

Transacciones con Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA)

- Dividendos pagados en el ejercicio por importe de 15,9 millones de euros.
- No mantiene operaciones con empresas del Grupo Gas Natural.

Nota 21. Otra información

Regulación del sector del gas natural en España

La regulación del sector del gas natural en España tiene como marco de referencia la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Esta Ley introduce la liberalización en el mercado de gas natural de acuerdo con la Directiva Europea 98/30/CE, regulando el régimen jurídico de adquisición, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de combustibles gaseosos por canalización. Los aspectos principales son:

- Permite el suministro en mercado libre a los consumidores cualificados, si bien estos tienen derecho a permanecer o a retornar al suministro a tarifa en los términos que establezca la normativa.

- La Ley 34/1998 estableció un calendario por el que los consumidores adquirirían progresivamente la condición de cualificados. Los plazos iniciales se aceleraron de forma que todos los consumidores devinieron cualificados a partir del 1 de enero de 2003.
- Garantiza el acceso regulado a la red para comercializadores y consumidores cualificados que decidan suministrarse directamente sin comercializador, desvinculando la propiedad del uso de las infraestructuras gasistas.
- Obliga a la separación jurídica entre actividades libres y reguladas y a la separación contable de las actividades reguladas con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones.
- Crea la Comisión Nacional de Energía que absorbe la antigua Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
- Obliga a la diversificación del suministro para incrementar la seguridad de abastecimiento. Anualmente los volúmenes provenientes del principal país proveedor del mercado español han de ser inferiores al 60%.
- Suprime la consideración de servicio público para las actividades realizadas en el sector del gas.
- Sustituye el régimen de concesiones administrativas para la actividad de distribución por otro de autorizaciones en el que la exclusividad sobre la zona de autorización se mantendrá durante un plazo máximo de 15 años.

Posteriormente, distintas disposiciones legales aceleraron el proceso de liberalización, incluso por encima de lo requerido por la Directiva 98/30/CE. Entre ellas cabe destacar el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, que:

- Designa a Enagás, S.A. como Gestor Técnico del Sistema.
- Limita a 35% la participación accionarial que una misma persona física o jurídica puede tener en Enagás, S.A.. Esta limitación ha sido reducida al 5% en virtud de la Ley 62/2003 de 30 de diciembre de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- Establece la cesión del 25% del contrato de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Maghreb a favor de comercializadoras de gas no pertenecientes a Gas Natural sdg, S.A. durante un periodo de tres años. El 75% restante de dicho contrato se asigna a Enagás, S.A. quien lo vende a las empresas distribuidoras para el suministro al mercado regulado. También establece que desde el 1 de enero de 2004 el gas natural de este contrato se ha de aplicar preferentemente al suministro a tarifa.
- Fija el 1 de enero de 2003 como fecha a partir de la cual ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas, de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio, que actúen en el sector de gas natural, podrá aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70 % del consumo nacional. A los efectos del cálculo de dicho porcentaje no se considerarán los autoconsumos.
- Adelanta el calendario de liberalización total, fijando el 1 de enero de 2003 como fecha tope para que todos los clientes tengan la consideración de elegibles.
- Establece un nuevo régimen retributivo, de tarifas, peajes y cánones y de liquidación.

- Adelanta al 1 de enero de 2005 la fecha en que finaliza la exclusividad de las autorizaciones de distribución. No obstante, el Decreto-Ley 5/2005 restableció la exclusividad de dichas autorizaciones administrativas, sin plazo máximo.

El Real Decreto 949/2001 define las actividades reguladas y los criterios con los que se fija el marco económico integral del sector, tanto para la determinación de la retribución y fijación de tarifas y peajes, como para el proceso de liquidaciones.

Los criterios referentes a la retribución de las actividades del sistema son:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas. Para ello, la remuneración anual incluye la amortización del coste reconocido de inversión.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos invertidos.
- Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

Asimismo, definió el sistema de acceso de terceros a la red: los sujetos con derecho de acceso, cómo realizar la solicitud, los plazos de la misma, las causas de denegación de acceso, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema.

Por otro lado, las tarifas, que deberán asegurar la recuperación de las retribuciones de los agentes del sistema y la Comisión Nacional de Energía, imputadas al suministro del mercado regulado, han de ser únicas e iguales en todo el territorio nacional, diferenciadas por el nivel de presión de suministro y el nivel de consumo del cliente, y se actualizarán con la evolución del coste de la materia prima.

Los peajes deberán ser no discriminatorios, únicos e iguales en todo el territorio nacional y estar basados en los costes incurridos por el uso de las redes, plantas de regasificación y almacenamiento por parte de los clientes.

Tanto para las tarifas como para los peajes se establece una estructura por niveles de presión de suministro y nivel de consumo del cliente.

El Ministerio de Economía es el encargado de establecer las tarifas de venta de gas natural por los distribuidores a los consumidores regulados, los precios de cesión de gas natural de los transportistas a los distribuidores y los peajes y cánones de los servicios de acceso de terceros a las infraestructuras gasistas. A principios del 2002, se desarrolló dicho Real Decreto con la aprobación de las correspondientes órdenes ministeriales de retribución, tarifas y peajes correspondientes al año 2002.

El nuevo marco se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de las tarifas, peajes y cánones. Puesto que cada uno de los agentes no recauda su retribución reconocida, se hace necesario un procedimiento de liquidaciones que reasigne los ingresos del sistema. Dicho procedimiento de liquidaciones quedó finalmente desarrollado en la Orden 2692/2002 del Ministerio de Economía, de 28 de octubre de 2002. Esta Orden establece los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural y de las cuotas con destinos específicos, y ha establecido el sistema de información que deben presentar las empresas. El agente encargado de llevar a cabo estas liquidaciones será la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre ha regulado las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, así como las relaciones entre las empresas gasistas y los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado. Asimismo ha establecido los procedimientos necesarios para el acceso de los clientes residenciales al mercado libre, así como los cambios entre comercializadores, haciendo posible, desde el 1 de enero de 2003, la libre elección de suministrador por parte de cualquier consumidor.

El 17 de enero de 2003, el 19 de enero de 2004 y el 31 de enero de 2005, el Boletín Oficial del Estado (BOE) publicó las correspondientes actualizaciones de las Órdenes Ministeriales sobre retribuciones, peajes y tarifas para su aplicación en los años 2003, 2004 y 2005 respectivamente. La Orden 4099/2005 de 27 de diciembre del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio actualiza el régimen retributivo de las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compraventa de gas en el mercado regulado, distribución, suministro a tarifa de gas natural y retribución al Gestor Técnico del Sistema.

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y la diversificación de abastecimiento de gas natural establece:

- Obligación de mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalente a 35 días de sus ventas firmes para transportistas, comercializadores y consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso.
- Obligación de diversificar los aprovisionamientos para transportistas, comercializadores y consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso, de modo que la suma de los aprovisionamientos procedentes del principal proveedor del mercado español no superen el 60%.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, avanza en la reforma de los mercados energéticos mediante la adopción de medidas para fomentar un comportamiento más eficiente de los agentes y profundizar en una liberalización ordenada del sector, estableciendo determinadas condiciones para el paso del mercado libre al mercado regulado para cierto tipo de clientes, lo que supone acotar el mercado regulado.

El Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, agiliza el régimen de paso de clientes al mercado libre y regula la realización de actividades no reguladas conexas por las sociedades distribuidoras.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha aprobado con fecha 5 de octubre de 2005 una Orden en virtud de la cual se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En particular, se establecen los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema, coordinando la actividad de todos los sujetos o agentes que intervienen en dicho sistema, todo ello para garantizar su correcto funcionamiento y la continuidad, calidad y seguridad del gas natural y de los gases manufacturados por canalización.

Por último, el pasado 30 de diciembre de 2005 se publicó la Orden ITC 4099/2005 por la que se actualiza la retribución para el año 2006 de las actividades reguladas del sector gasista en España, de acuerdo con el marco aprobado en febrero de 2002.

La retribución de distribución reconocida al Grupo Gas Natural para el año 2006, asciende a 1.052 millones de euros (incluida retribución específica), lo que representa un incremento del 5,6% respecto a la del año anterior. Este aumento obedece al crecimiento previsto de la actividad del Grupo para el ejercicio 2006, a la previsión del IPH realizada por el



regulador y al mantenimiento de los factores de eficiencia.

En relación con el transporte secundario, la retribución histórica se ha actualizado de acuerdo con el 85% del IPH y la incorporación de nuevas infraestructuras, alcanzando los 18 millones de euros.

Regulación del sector de electricidad en España

La base del marco regulatorio del sector eléctrico español es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que desarrolla la Directiva Europea 96/92/CE (derogada más tarde por la 2003/54/CE) sobre normas comunes para el Desarrollo del Mercado Interior de Electricidad.

Esta Ley reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico, introduciendo criterios de competencia e iniciando el proceso de liberalización, siendo sus principios básicos:

- Garantizar el suministro eléctrico.
- Garantizar la calidad de dicho suministro.
- Obtener el menor coste posible.
- Mejora de la eficiencia energética.
- Protección del medioambiente.

Los cambios fundamentales de la Ley 54/1997 con respecto a la anterior organización del sector eléctrico español (Ley de Ordenación del Sector Eléctrico -LOSEN- de diciembre de 1994) son los siguientes:

- No reserva al Estado ninguna actividad integrante del suministro, por lo que desaparece la explotación unificada.
- Se garantiza el suministro a todos los consumidores, sustituyendo este concepto al de servicio público.
- Reconoce el derecho a la libre instalación de plantas generadoras y establece una planificación indicativa que tiene como objeto facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de las empresas.
- Crea la figura de la comercialización de acuerdo con los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente.
- Basa la optimización económica del sistema de producción en la libre competencia de los agentes del mercado, dentro del marco de un mercado mayorista organizado de producción eléctrica (desarrollado por el Real Decreto 2019/1997).
- Se establece la figura del Operador de Mercado (OMEL) para la gestión económica del mercado y del Operador del Sistema (REE) para la gestión técnica del mismo. Asimismo se crea la figura de la Comisión Nacional de Energía, como órgano regulador del sector eléctrico.
- Considera el transporte y la distribución como monopolios naturales, pero las redes son puestas a disposición de sujetos del sistema y consumidores a través del acceso de terceros a la red. La retribución de dichas actividades se fija regulatoriamente y existe una planificación de carácter vinculante.

- Establece el principio de separación jurídica entre "actividades reguladas" (transporte y distribución) y "no reguladas" (generación y comercialización).
- Liberaliza progresivamente la comercialización en un plazo de 10 años.

Con respecto al nuevo marco económico del sector, establecido por la Ley 54/1997, se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de la tarifa integral y tarifas de peaje. Ambas deben asegurar la recuperación de las retribuciones de las actividades reguladas, han de ser únicas e iguales en todo el territorio nacional y diferenciadas por el nivel de tensión de suministro y el nivel de consumo del cliente.

Puesto que cada uno de los agentes no recauda su retribución reconocida, se hace necesario un procedimiento de liquidaciones que reasigne los ingresos del sistema. Dicho procedimiento de liquidaciones se estableció con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y designa a la Comisión Nacional de Energía como la responsable de realizar las liquidaciones reguladas.

La retribución de las actividades reguladas del transporte y la distribución se establece en el Real Decreto 2819/1998 y contempla el reconocimiento de los costes de inversión de los titulares de las instalaciones en el periodo de vida útil y de los costes de operación y mantenimiento, además de una rentabilidad razonable de los recursos invertidos. La retribución del transporte es por instalación física, mientras que la retribución de la distribución se actualiza con el incremento de energía.

La retribución de la actividad no regulada de generación se hace con base a los precios del mercado de producción eléctrica y al concepto de garantía de potencia, que es la señal económica para incentivar la construcción de nuevas centrales de generación en el sistema que fija la Administración. Adicionalmente, se reconocen el derecho de la generación a percibir unos ingresos para compensar los denominados Costes de Transición a la Competencia, existentes al cambiar el sector eléctrico al régimen de competencia.

Por otro lado, la comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

En el año 2000, el Consejo Europeo solicitó medidas urgentes para la plena liberalización de los mercados interiores de la electricidad y el gas y como consecuencia de ello, el 23 de junio de 2000 se aprueba el Real Decreto Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, cuyos aspectos más destacables fueron:

- Establece la total liberalización del suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero del año 2003 y la desaparición de las tarifas de alta tensión el 1 de enero de 2007.
- Instrumenta nuevas formas de contratación de los comercializadores (contratos bilaterales con el régimen especial y con agentes externos), para aumentar la competencia a través de los comercializadores no integrados en grupos empresariales con unidades de producción en España.
- Obliga a determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo (aquellas con una potencia instalada superior a 50 MW, acogidos al Real Decreto 2366/1994) a que acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes de energía eléctrica.

- Limita el incremento de la capacidad de producción de los grupos eléctricos que ostentan una cuota de mercado superior al 20% (3 años) o al 40% (5 años).

El Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de producción eléctrica, así como las relaciones entre las empresas eléctricas y los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado y tanto para contratos de acceso, como de suministro. Asimismo regula el proceso de las autorizaciones y cierre de instalaciones y la calidad de servicio del suministro.

En el año 2001, se aprobó un nuevo desarrollo sobre las tarifas de acceso a redes, el Real Decreto 1164/2001. Dicho Real Decreto mantiene la estructura binomial de las tarifas, pero establece una nueva estructura simplificando las tarifas domésticas y de uso general y creando una tarifa de tres periodos para alta tensión, además de simplificarlas también.

Anualmente el Gobierno publica un Real Decreto estableciendo la tarifa eléctrica. El Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2005.

Además, el Gobierno ha aprobado el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA) que asigna los derechos de emisión gratuitos para cada instalación, con el objeto de cumplir con los compromisos del Protocolo de Kyoto.

En noviembre de 2004, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio encargó a un experto independiente la elaboración de un Libro Blanco sobre la generación de electricidad, recientemente terminado, y enfocado a ofrecer un diagnóstico del mercado de electricidad e incluir propuestas de reforma sobre aquellos aspectos que considere que necesitan una revisión en profundidad.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, del 11 de marzo, establece una serie de medidas urgentes para el impulso de la productividad y para la mejora de la contratación pública. Las medidas tienen en cuenta el futuro Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), incorporando el mercado a plazo en la estructura del mercado de producción. Además, homogeneiza las condiciones entre mercado libre y mercado regulado, exige avales para tramitar autorizaciones de instalaciones de generación, racionaliza el desarrollo de las instalaciones de distribución y obliga a las empresas distribuidoras a difundir mayor información de sus clientes para permitir a las comercializadoras presentar mejores ofertas a sus clientes.

Avales

El 31 de diciembre de 2005 la Sociedad ha otorgado avales a sociedades del grupo por importe de 1.633 millones de euros. Asimismo, ha solicitado avales a entidades financieras por importe de 239 millones de euros por litigios en curso y tráfico comercial de las sociedades del grupo.

La Sociedad estima que los pasivos no previstos al 31 de diciembre de 2005, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales prestados, no serían significativos.

Operaciones de cobertura sobre tipos de cambio

Como instrumento de cobertura de ciertas transacciones denominadas en moneda extranjera, la Sociedad ha contratado seguros de cambio por un importe total de 12,6 millones de dólares estadounidenses con vencimiento en el ejercicio 2006.

Al cierre del ejercicio los saldos se ajustan al tipo de cambio asegurado.



Operaciones de cobertura sobre tipos de interés

La Sociedad tiene contratada a 31 de diciembre de 2005 las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

	Nocional	Vencimiento
De tipo variable a variable	120 millones de euros	2007
De tipo variable a fijo	450 millones de euros	2011

El resultado financiero devengado por estas operaciones se contabiliza en la cuenta de pérdidas y ganancias de acuerdo con las liquidaciones del swap.

Operaciones de cobertura sobre el precio de materia prima

Como cobertura de las ventas de electricidad, la Sociedad ha instrumentado un contrato de cobertura sobre el precio de energía eléctrica con Gas Natural Electricidad SDG, S.A.

Las liquidaciones de este contrato se registran contablemente en la cuenta de pérdidas y ganancias de acuerdo a las operaciones realmente devengadas.

Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (Cross Currency and Interest Rate Swap)

A 31 de diciembre de 2005 la Sociedad tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés. El detalle de las operaciones existentes a 31 de diciembre de 2005 es el siguiente:

	Vencimiento	Deuda en divisas
127 millones de euros	2006	Dólares estadounidenses

Los intereses de estas operaciones se registran como ingresos y gastos financieros a lo largo de la duración de los contratos.

Otros compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2005, la Sociedad es titular de diversos contratos de aprovisionamiento de gas natural, en base a los cuales dispone de derechos de compra de gas para el período 2006-2030 por un total de 2.711.771 GWh. Todos los contratos incluyen cláusulas del tipo "take or pay".

Durante el ejercicio 2005, la Sociedad ha dispuesto en régimen de "time charter" de 6 buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado (GNL) con unas capacidades entre 25.000 m³ y 140.000 m³, que son gestionados por Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.

En fecha 26 de enero de 2005, se contrató conjuntamente con Repsol YPF, S.A. el fletamento en régimen de "time charter" de un buque criogénico para el transporte de GNL con una capacidad de 138.000 m³, estando su entrega prevista a finales de 2007. De acuerdo a este contrato existe un compromiso de alquiler durante un período inicial de 25 años desde su entrega con opción de ampliarlo mediante una prórroga de cinco años.



Otros compromisos e información

En el mes de julio de 2004, la empresa estatal argelina Sonatrach otorgó a un consorcio formado por Repsol YPF, S.A. y Gas Natural SDG, S.A., un bloque de exploración de hidrocarburos con una extensión de 4.813 kilómetros cuadrados localizado al este de Argelia. Esta adjudicación se engloba dentro de la estrategia del Grupo Gas Natural de acceder a reservas de gas para atender la creciente demanda del mercado español.

Los costes compartidos entre la Sociedad y las otras sociedades gasistas del grupo son objeto de reparto e imputación de acuerdo con criterios basados en parámetros de actividad o generadores de coste.

Las transacciones con empresas del grupo/asociadas ascienden a 1.326 millones de euros en los epígrafes de Ingresos y a 1.009 millones de euros en Gastos.

Auditoría

Los honorarios devengados durante el ejercicio por PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. por servicios de auditoría de cuentas y otros servicios prestados a la Sociedad relacionados con la auditoría, entre lo que se incluyen las revisiones y auditorías necesarias para el proceso de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A., ascendieron a 3,1 millones de euros.

Asimismo, los honorarios devengados durante el ejercicio por otras sociedades que utilizan la marca PricewaterhouseCoopers consecuencia de otros servicios prestados a la Sociedad, ascendieron a 0,4 millones de euros.

Nota 22. Acontecimientos posteriores al cierre

En el mes de enero se ha puesto en funcionamiento la central de ciclo combinado de Cartagena (Murcia), con una potencia instalada de 1.200 MW repartidos en tres módulos de 400 MW cada uno.

Se ha continuado en 2006 el proceso de desinversión de Enagás, S.A., con lo que la participación en dicha empresa ha descendido del 10 %, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales.

Con fecha 24 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros acordó una serie de cambios regulatorios relacionados con los mercados de gas y electricidad. El Consejo de Ministros trató de diversos asuntos, entre los que se incluyó la adaptación de la legislación española a las directivas comunitarias de gas y electricidad del año 2003, la introducción de distintas medidas destinadas a mitigar el déficit del mercado eléctrico a tarifa que, para el año 2005, ha sido estimado en 3,6 billones de euros, todo ello debido a que los precios de la electricidad no reflejan el coste real de su generación, así como la aceleración del proceso de liberalización del mercado, aumentando la transparencia y la efectividad de los poderes supervisores de la Comisión Nacional de Energía.

El Real Decreto-Ley 3/2006, que entró en vigor con fecha 1 de marzo de 2006, introduce varias medidas para mitigar el déficit del mercado eléctrico a tarifa mediante la implementación de un mecanismo donde la electricidad generada y vendida en el mercado regulado por las sociedades pertenecientes al mismo grupo tendrán un precio fijado por el Gobierno al ser equiparados a contratos bilaterales. Además, el precio de la energía eléctrica que percibirán los integrantes del Mercado Mayorista de Electricidad se minorará en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados previa y gratuitamente a cada uno de los productores de energía eléctrica.



El Real Decreto-Ley 4/2006, que entró en vigor el 28 de febrero de 2005, aumenta los poderes de supervisión de la Comisión Nacional de Energía por lo que concierne a fusiones y adquisiciones en el sector energético. De conformidad con dicho Real Decreto-Ley, la Comisión Nacional de Energía tiene que autorizar todas las operaciones que afecten a sociedades que realicen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, tales como centrales térmicas nucleares, centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional, o que se desarrollen en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como las actividades de almacenamiento de gas natural o de transporte de gas natural por medio de gasoductos internacionales que tengan como destino el territorio español, tanto si la sociedad que realiza dichas actividades es la entidad adquirente o la entidad objeto de adquisición. La Comisión Nacional de Energía tiene la facultad de analizar la existencia de riesgos significativos sobre dichas actividades, de proteger los intereses generales del sector energético y garantizar un adecuado suministro de gas y electricidad. En el caso de formularse una oferta pública de adquisición de acciones, la Comisión Nacional de Energía tiene que autorizar la operación con carácter previo a la autorización de la CNMV. Este Real Decreto-Ley será de aplicación a todas las operaciones, salvo que ya hubieran sido autorizadas por la Comisión Nacional de Energía.

Adicionalmente, con fecha 24 de febrero de 2006, el Gobierno aprobó dos informes sobre los anteproyectos de ley para adaptar la legislación española a las Directivas comunitarias de 2003 relativas a los mercados de gas y electricidad.

Los cambios propuestos, sujetos a la correspondiente tramitación parlamentaria, incluyen las siguientes medidas:

- la desaparición de las tarifas a partir del 1 de enero de 2011 para el mercado de electricidad y del 1 de enero de 2008 para el del gas;
- una separación legal y funcional entre actividades reguladas y no reguladas;
- la creación de un Suministrador de Último Recurso, nombrado por el Gobierno que atienda a los pequeños clientes industriales y domésticos con el fin de garantizar el suministro en un mercado totalmente liberalizado;
- la reducción del límite de la participación que una sociedad pueda tener en Enagas, S.A. del 5% al 1%; y
- la creación de una Oficina Responsable del Cambio de Suministrador que aumente la transparencia y facilite la competencia efectiva.

Gas Natural SDG, S.A. no espera que estos anteproyectos de ley sean aprobados por las Cortes Generales antes del último trimestre de 2006.

Repsol YPF, Gas Natural y Sonatrach firmaron el día 15 de marzo de 2006 el acuerdo para la constitución de una sociedad conjunta para la construcción de una planta de gas natural licuado (GNL) en el proyecto integrado de gas de Gassi Touil, en Argelia.

La nueva compañía, denominada Sociedad de Licuefacción, (SDL) construirá y operará la planta de licuefacción de gas natural que forma parte de este proyecto, el cual contempla la exploración, producción, licuación y comercialización de un bloque de reservas de hidrocarburos en la zona de Gassi Touil, Rhourde Nouss y Hamra, al este de Argelia.

La participación accionarial de la nueva sociedad es la siguiente: Repsol Exploración Argelia, S.A. (48%); Gas Natural Exploración, S.L. (32%, filial 100% Gas Natural SDG, S.A.), y Holding Sonatrach Raffinage et Chimie (20%, filial 100% de Sonatrach).

Durante el mes de marzo Gas Natural SDG,S.A., ha adquirido el 100% de la compañía Petroleum Oil and Gas España, S.A., dedicada a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en nuestro país y que cuenta con reservas de gas, fundamentalmente en el Valle del Guadalquivir, por un precio de 30 millones de euros aproximadamente. Adicionalmente se realizará un pago variable en función del volumen de reservas existente.

Nota 23. Cuadro de financiación

El cuadro de financiación es el siguiente:

CUADRO DE FINANCIACIÓN DEL EJERCICIO
(En millones de euros)

Aplicaciones	2005	2004	Orígenes	2005	2004
Aportación rama actividad ingresos a distribuir	220	--	Recursos procedentes de las operaciones	492	580
Adquisición de inmovilizado:	2.825	1.334	Ingresos y gastos a distribuir en varios ejercicios	25	40
Inmovilizaciones inmateriales	37	5	Deudas a largo plazo:	823	366
Inmovilizaciones materiales	550	555			
Inmovilizaciones financieras	414	774	De empresas del grupo	129	--
Aportación rama actividad inmovilizaciones financieras	1.824	--	De otras empresas	--	1
Dividendos del ejercicio anterior	317	269	De proveedores de inmovilizado y otros	694	365
			Enajenación de inmovilizado:	2.499	304
Cancelación o traspaso a corto plazo de deuda a largo plazo	16	350		3	--
			Inmovilizaciones inmateriales	1	11
De empresas del grupo y asociadas	--	197	Inmovilizaciones financieras	431	293
De otras deudas	1	153	Aportación rama actividad inmovilizaciones materiales	2.064	--
Aportación rama actividad otras deudas	15	--			
			Cancelación anticipada o traspaso a corto plazo de inmovilizaciones financieras:	349	76
Provisiones para riesgos y gastos	23	13			
Aportación rama actividad provisiones riesgos y gastos	11	--	Empresas del grupo	338	51
			Empresas asociadas	--	1
			Otros	11	24

Total aplicaciones

3.412

1.966

Total orígenes

4.188

Exceso de orígenes sobre aplicaciones
(aumento de capital circulante)

776

--

Exceso de aplicaciones sobre orígenes
(disminución del capital circulante)

--

1.366

600

gasNatural sdg, s.a.

44

Variación del capital circulante	2005		2004	
	Aumentos	Disminuciones	Aumentos	Disminuciones
Existencias	53	--	--	85
Deudores	62	--	--	55
Acreedores	195	--	--	154
Inversiones financieras temporales	489	--	--	286
Tesorería	--	14	--	27
Ajustes por periodificación	--	3	7	--
Variación capital circulante aportación rama	--	6	--	--
Total	799	23	7	607
Variación del capital circulante	776	--	--	600

La conciliación del resultado contable del ejercicio con los recursos procedentes de las operaciones es la siguiente:

	2005	2004
Resultado del ejercicio	767	670
Aumento del resultado:		
- Dotación a las amortizaciones	159	183
- Dotación a la provisión para riesgos y gastos	41	20
- Pérdidas en enajenación del inmovilizado material	--	3
- Diferencias negativas de cambio	1	--
- Ingresos y gastos diferidos	38	23
Disminución del resultado:		
- Aplicación provisiones para riesgos y gastos	(5)	(53)
- Aplicación provisiones inmovilizado material	--	(2)
- Aplicación provisiones de inmovilizado financiero	(114)	(7)
- Beneficios en enajenación del inmovilizado financiero	(395)	(257)
TOTAL	492	580

Gas Natural SDG, S.A.
Ejercicio 2005



INFORME DE GESTIÓN



INFORME DE GESTIÓN DE GAS NATURAL SDG, S.A.

Evolución de la Sociedad en 2005

El beneficio neto se sitúa en 767 millones de euros con un incremento del 14,5% respecto al ejercicio anterior, consecuencia del efecto en el ejercicio 2005 de la plusvalía generada por la venta de la participación en Enagás, S.A.

El importe neto de la cifra de negocios es de 2.328 millones de euros. El 48% de la cifra de negocios corresponde a ventas de gas natural, el 23% a venta de electricidad y el 29% restante a acceso a redes de distribución y compensación de distribución, a acceso a redes de transporte y compensación de transporte, alquiler de instalaciones y otros servicios.

Los recursos procedentes de las operaciones se sitúan en 492 millones de euros. Estos recursos han financiado en parte el plan de inversiones materiales de 550 millones de euros destinados básicamente a la ampliación y mejora de la red de distribución y a la construcción de plantas de ciclo combinado.

El Capital social está constituido por 447.776.028 acciones representadas por medio de anotaciones en cuenta de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos y los Fondos propios se sitúan en 4.538 millones de euros.

La totalidad de las acciones de la Sociedad están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales españolas y cotizan en el mercado continuo formando parte del IBEX35.

La cotización al fin del ejercicio 2005 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 23,66 euros.

Gestión del riesgo financiero

Se han definido las normas y procedimientos para medir, gestionar y hacer un seguimiento de los riesgos financieros. Los riesgos, incluyendo los riesgos de mercado, constituyen un tema de discusión del Comité de Dirección, que establece las reglas principales y políticas de la gestión de riesgos, y que determina el perfil de riesgo corporativo. Sus conclusiones son presentadas a la Comisión de Auditoría y Control.

Gas Natural está expuesto a varios tipos de riesgo de mercado durante el curso normal del negocio, incluyendo el impacto de cambios en los precios de la materia prima, tipos de interés y tipos de cambio. Se gestiona de modo activo el riesgo de precios de la materia prima, el riesgo de tipos de interés y los riesgos cambiarios, parcialmente mediante derivados financieros. Todas nuestras transacciones en derivados financieros son contratadas a efectos de cobertura.

Riesgo de precios de la materia prima

La Dirección gestiona y mitiga el riesgo de precios de la materia prima a través del seguimiento de la posición neta respecto a dichos bienes, equilibrando las obligaciones de compra y suministro. Cuando no es posible lograr una cobertura natural, se gestiona

la posición dentro de parámetros de riesgo razonables, utilizando instrumentos financieros de cobertura.

El riesgo de los precios de electricidad corresponde al exceso de electricidad generada por encima de la demanda contractual de los clientes del Grupo en España. En este caso el riesgo de la posición eléctrica es gestionado igualmente a través del seguimiento de la posición neta del margen bruto de generación y mitigando la exposición a la volatilidad del precio de la electricidad a través de coberturas cuando han existido oportunidades de acuerdo a la liquidez del mercado.

Riesgo de tipos de interés

Gas Natural lleva a cabo políticas pro-activas de gestión de riesgos de tipo de interés con el objeto de minimizar su impacto negativo en resultados. El objetivo en la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener un equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos. La tasa de deuda variable está sujeta principalmente a las oscilaciones del European Interbank Offered Rate (EURIBOR), el London Interbank Offered Rate (LIBOR) y los tipos referenciados de México, Brasil, Colombia y Argentina. La política general de optimización de costes financieros pretende cubrir al menos el 30% de la deuda a un tipo fijo, siendo susceptible de aumentarse este porcentaje en función de los escenarios de tipos proyectados por los diferentes analistas.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos en tipos de cambio de divisas corresponden principalmente a:

- compromisos por compras de gas denominadas en dólares USA o indexadas a los mismos;
- cartera de deuda a largo plazo denominada en monedas que no sean el euro, y
- operaciones e inversiones sustanciales en Latinoamérica, tanto por lo que respecta al contravalor del patrimonio neto aportado, resultados y repatriación de dividendos.

Para mitigar los riesgos inherentes a la volatilidad de dichas divisas frente al euro, Gas Natural financia, en la medida de lo posible, sus inversiones en Latinoamérica, Puerto Rico y gasoducto de Magreb en la moneda local, e igualmente intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en dólares, así como los importes y vencimiento de activos y pasivos que se derivan de las operaciones denominadas en divisas diferentes del euro.

En casos en que dicha política general no se aplique, los riesgos relacionados con las inversiones en monedas que no sean la moneda funcional son gestionados mediante permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés.

Cada una de las entidades dependientes contrata permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés para cubrir sus activos y pasivos denominados en monedas que no sean su moneda funcional.

Acontecimientos posteriores

Los acontecimientos posteriores al cierre del ejercicio se mencionan en la nota 22 de la Memoria.

Perspectivas de futuro

La estrategia de Gas Natural SDG, S.A. seguirá evolucionando conforme a las directrices establecidas en el Plan Estratégico en vigor. Gas Natural SDG S.A. se define como una empresa multienergía y multiservicios, basada en el crecimiento de su negocio tradicional de distribución de gas, tanto nacional como internacional, la convergencia gas – electricidad y la consolidación de su presencia en el negocio global del GNL.

Las recientes reformas reguladoras en el sector del gas, unido al contexto internacional de altos precios de la materia prima, previsiblemente contribuirán a una profundización de la liberalización de este sector en España y a obtener una rentabilidad razonable en todas las actividades gasistas.

En el negocio eléctrico, en enero de 2006 ha entrado en servicio, tras finalizar el período de pruebas, la central de ciclo combinando de gas de Cartagena, de 1200 MW de potencia, siendo la mayor central de estas características en España. Estas instalaciones, unidas a las reformas reguladoras que se espera se realicen próximamente en el negocio eléctrico, deberían tener un efecto positivo sobre la evolución de este negocio.

Otros negocios del Grupo, como los negocios de aguas arriba ("Upstream") en la cadena gasista, el transporte internacional de gas y la comercialización multiservicio también se espera que evolucionen favorablemente en los próximos años.

El pasado 5 de Septiembre de 2005 Gas Natural SDG, S.A. lanzó una Oferta Pública de Adquisición sobre el 100% de las acciones de Endesa S.A., principal compañía eléctrica de España. Gas Natural SDG, S.A. considera que esta operación daría lugar a la creación de un gran grupo energético integrado. Actualmente, la operación se halla pendiente de aprobación por parte de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) español.

Gas Natural SDG, S.A. continuará profundizando en la mejora de su competitividad, incrementando sus esfuerzos para reducir costes.

Con relación a sus recursos humanos Gas Natural SDG, S.A. continuará su política de fomentar el desarrollo de las personas, con permanentes planes formativos y estimulando la comunicación interna para permitir el óptimo desarrollo de todo el potencial profesional y humano de las personas que lo integran.

Actividades de Innovación Tecnológica (Investigación y Desarrollo)

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por la Sociedad durante 2005 se han concentrado en la evaluación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías gasistas, con el fin de aumentar y mejorar la competitividad del gas natural en diferentes aplicaciones, focalizando el esfuerzo tecnológico en proyectos de alto valor estratégico.



Las actividades se han desarrollado dentro de un plan coordinado de actuación con intervención de las distintas sociedades del grupo.

Acciones propias

A 31 de diciembre de 2005 Gas Natural SDG, S.A. no dispone de acciones propias.

GAS NATURAL SDG, S.A.



Informe de auditoría,
Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2005 e
Informe de gestión del ejercicio 2005



Edificio Caja de Madrid
Avinguda Diagonal, 640
08017 Barcelona
Tel. +34 902 021 111
Fax +34 934 059 032

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Señores Accionistas de Gas Natural SDG, S.A.:

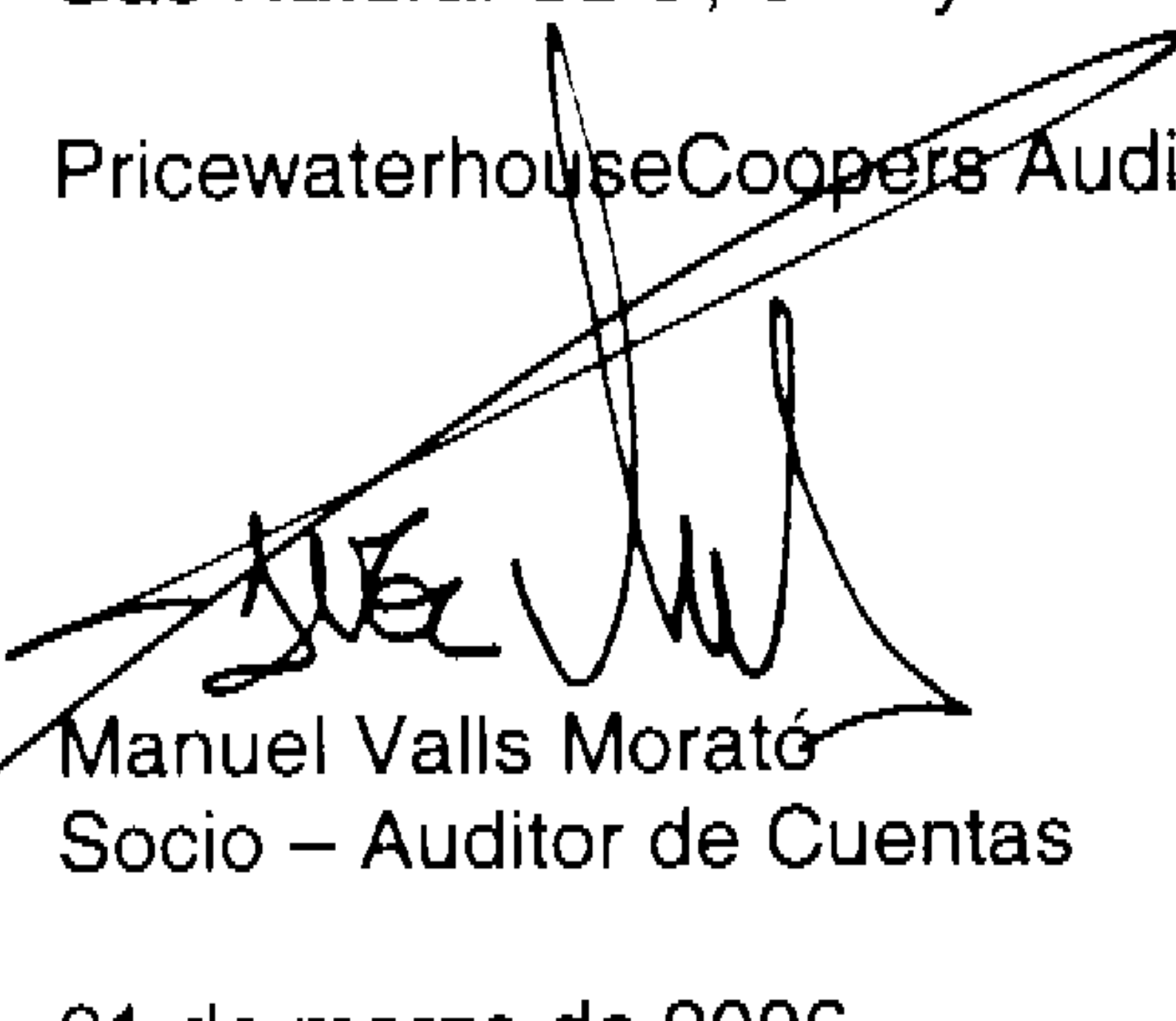
Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. (la sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2005, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de flujos de efectivo consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y la memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de Gas Natural SDG, S.A. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en España, 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.

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas del ejercicio 2005 son las primeras que el Grupo prepara aplicando las Normas Internacionales de Contabilidad adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), que requieren, con carácter general, que los estados financieros presenten información comparativa. En este sentido, y de acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores de la sociedad dominante presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance de situación consolidado, de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, del estado de flujos de efectivo consolidado, del estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y de la memoria de cuentas anuales consolidadas, además de las cifras consolidadas del ejercicio 2005, las correspondientes al ejercicio anterior que han sido obtenidas mediante la aplicación de las NIIF-UE vigentes al 31 de diciembre de 2005. Consecuentemente, las cifras correspondientes al ejercicio anterior difieren de las contenidas en las cuentas anuales consolidadas aprobadas del ejercicio 2004 que fueron formuladas conforme a los principios y normas contables vigentes en dicho ejercicio, detallándose en la Nota 3 de la memoria de cuentas anuales consolidadas adjunta las diferencias que supone la aplicación de las NIIF-UE sobre el patrimonio neto consolidado al 1 de enero y al 31 de diciembre de 2004 y sobre los resultados consolidados del ejercicio 2004 del Grupo. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005. Con fecha 4 de marzo de 2005 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2004, formuladas conforme a los principios y normas contables vigentes en dicho ejercicio, en el que expresamos una opinión favorable.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Gas Natural SDG, S.A. y sus sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2005 y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha y contienen la información necesaria y suficiente para su interpretación y comprensión adecuada, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea que, guardan uniformidad con las aplicadas en la preparación de los estados financieros correspondientes al ejercicio anterior que se han incorporado a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005 a efectos comparativos.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2005 contiene las explicaciones que los Administradores de Gas Natural SDG, S.A. 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 2005. 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 Gas Natural SDG, S.A. y sus sociedades dependientes.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.



Manuel Valls Morató
Socio – Auditor de Cuentas

31 de marzo de 2006

GAS NATURAL

Informe 2005



CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

	Página
Balances de situación	1
Cuentas de pérdidas y ganancias	2
Estado de cambios en el patrimonio neto	3
Estados de flujos de efectivo	4
Memoria	5



GAS NATURAL
Balances de situación consolidados

(en millones de euros)

	31.12.05	31.12.04
ACTIVOS		
Inmovilizado material (Nota 5)	7.551	6.521
Fondo de comercio (Nota 6)	456	334
Otros activos intangibles (Nota 6)	1.354	954
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación (Nota 7)	32	297
Activos por impuestos diferidos (Nota 19)	223	161
Activos financieros disponibles para la venta (Nota 8)	640	150
Instrumentos financieros derivados (Nota 9)	18	-
Otros activos financieros no corrientes (Nota 10)	194	194
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.468	8.611
Existencias (Nota 11)	456	264
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 12)	2.459	1.850
Otros activos financieros corrientes (Nota 10)	123	64
Instrumentos financieros derivados (Nota 9)	2	-
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes (Nota 13)	201	206
Activos clasificados como mantenidos para la venta (Nota 5)	3	2
ACTIVOS CORRIENTES	3.244	2.386
TOTAL ACTIVOS	13.712	10.997
PATRIMONIO Y PASIVOS		
Capital social (Nota 14)	448	448
Reservas ajustes por valoración	313	17
Ganancias acumuladas y otras reservas (Nota 14)	4.539	4.127
Diferencias de cambio	111	(21)
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad	5.411	4.571
Intereses minoritarios	355	220
TOTAL PATRIMONIO	5.766	4.791
Deuda financiera (Nota 15)	3.223	2.080
Instrumentos financieros derivados (Nota 9)	81	72
Otros pasivos no corrientes (Nota 16)	467	463
Provisiones (Nota 17)	283	200
Provisiones por obligaciones con el personal (Nota 18)	82	88
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 19)	450	291
Ingresos diferidos (Nota 20)	433	409
PASIVOS NO CORRIENTES	5.019	3.603
Deuda financiera (Nota 15)	512	704
Instrumentos financieros derivados (Nota 9)	19	-
Otros pasivos corrientes (Nota 21)	378	309
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 22)	1.867	1.508
Pasivos por impuestos sobre las ganancias corrientes	151	82
PASIVOS CORRIENTES	2.927	2.603
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	13.712	10.997

Las notas adjuntas son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas



GAS NATURAL
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas

(en millones de euros)

	2005	2004
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 23)	8.527	6.266
Otros ingresos (Nota 24)	108	87
Aprovisionamientos (Nota 25)	(6.150)	(4.234)
Gastos de personal (Nota 26)	(252)	(205)
Dotación a la amortización (Notas 5 y 6)	(519)	(437)
Otros gastos de explotación (Nota 27)	(745)	(615)
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	969	862
Resultado financiero neto (Nota 28)	(221)	(154)
Pérdidas por deterioro	-	(5)
Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas	34	61
Resultado de la enajenación de participaciones en asociadas (Notas 7 y 8)	286	162
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	1.068	926
Impuesto sobre las ganancias (Nota 19)	(241)	(231)
BENEFICIO DEL EJERCICIO	827	695
Atribuible a:		
Intereses minoritarios	78	53
Accionistas de la sociedad dominante	749	642
	827	695
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas (Nota 14)	1,67	1,43

Las notas adjuntas son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas

GAS NATURAL

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidado

(en millones de euros)

	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad					
	Capital	Reservas ajustes por valoración	Ganancias acumuladas y otras reservas	Diferencias de cambio	Subtotal	Intereses minoritarios Patrimonio
Balance a 1.1.04	448	(8)	3.792	-	4.232	198 4.430
Ajustes por valoración, neto de impuestos	-	31	-	-	31	31
- Disponibles para la venta	-	38	-	-	38	38
- Coberturas de flujos de efectivo	-	(7)	-	-	(7)	(7)
Diferencias de cambio	-	-	-	(21)	(21)	(18)
Participación en movimientos en patrimonio de asociadas neto de impuestos	-	(6)	-	-	(6)	(6)
Ganancia/(pérdida) neta reconocida directamente en patrimonio	-	25	-	(21)	4	3 7
Beneficio del ejercicio	-	-	642	-	642	53 695
Ganancia/(pérdida) reconocida en el ejercicio	-	25	642	(21)	646	56 702
Dividendo	-	-	(294)	-	(294)	(47) (341)
Adquisición de intereses minoritarios durante el ejercicio	-	-	(12)	-	(12)	(11) (23)
Ampliaciones de capital dependientes	-	-	-	-	-	1 1
Combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	23 23
Otros movimientos reconocidos directamente en el patrimonio	-	-	(1)	-	(1)	- (1)
Balance a 31.12.04	448	17	4.127	(21)	4.571	220 4.791
Ajustes por valoración, neto de impuestos	-	297	-	-	297	- 297
- Disponibles para la venta	-	290	-	-	290	- 290
Ajuste por valoración, neto de impuestos	-	350	-	-	350	- 350
Transferencia al resultado como consecuencia de la venta	-	(60)	-	-	(60)	- (60)
- Coberturas de flujos de efectivo	-	7	-	-	7	- 7
Diferencias de cambio	-	-	-	132	132	38 170
Participación en movimientos en patrimonio de asociadas neto de impuestos	-	(1)	-	-	(1)	- (1)
Ganancia/(pérdida) neta reconocida directamente en patrimonio	-	296	-	132	428	38 466
Beneficio del ejercicio	-	-	749	-	749	78 827
Ganancia/(pérdida) reconocida en el ejercicio	-	296	749	132	1.177	116 1.293
Dividendo	-	-	(336)	-	(336)	(52) (388)
Adquisición de intereses minoritarios durante el ejercicio	-	-	(1)	-	(1)	(3) (4)
Reducción de capital en dependientes	-	-	-	-	-	(18) (18)
Venta de participaciones en el ejercicio	-	-	-	-	-	2 2
Combinaciones de negocio	-	-	-	-	-	90 90
Balance a 31.12. 05	448	313	4.539	111	5.411	355 5.766

Las notas adjuntas son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas


GAS NATURAL
Estados de flujos de efectivo consolidados

(en millones de euros)

	2005	2004
Flujos de efectivo de actividades de explotación		
Efectivo generado por las operaciones <i>(Nota 30)</i>	1.285	1.162
Intereses pagados	(298)	(164)
Provisiones pagadas	(32)	(20)
Impuestos pagados	(117)	(172)
Efectivo neto generado por actividades de explotación	838	806
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Adquisición de dependientes neta del efectivo adquirido	(266)	(397)
Adquisiciones de inmovilizado material	(1.089)	(950)
Adquisiciones de activos intangibles	(62)	(65)
Inversiones en otros activos	(170)	(23)
Ingresos de ventas de inmovilizado material e inmaterial	17	15
Ingresos de venta de asociadas <i>(Notas 7 y 8)</i>	432	292
Desinversiones en otros activos financieros	23	83
Ingresos diferidos recibidos	51	64
Dividendos cobrados	21	28
Intereses cobrados	27	26
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(1.016)	(927)
Flujos de efectivo de actividades financieras		
Cobro / (pago) por ampliación / (reducción) de capital	(16)	1
Deuda financiera recibida	1.021	511
Deuda financiera cancelada	(461)	(270)
Otros pasivos	1	(29)
Pagos en efectivo por arrendamientos financieros	(29)	(30)
Dividendos pagados a accionistas de la Sociedad	(318)	(269)
Dividendos pagados a intereses minoritarios	(50)	(27)
Efectivo neto recibido por actividades de financiación	148	(113)
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y otros medios líquidos equivalentes	25	(2)
Aumento / (Disminución) de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	(5)	(236)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	206	442
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo al final del ejercicio	201	206
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	(5)	(236)

Las notas adjuntas son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas



MEMORIA DE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DE GAS NATURAL DEL EJERCICIO 2005

Nota 1. Información general

Gas Natural SDG, S.A. y sus filiales (en adelante, GAS NATURAL) es un grupo que tiene por objeto principal el suministro, transporte, distribución y comercialización de gas natural, así como las actividades de exploración y desarrollo, aprovisionamiento, regasificación, licuefacción y almacenamiento de gas natural y la generación y comercialización de electricidad.

GAS NATURAL opera principalmente en España y fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, Puerto Rico, Italia, Francia y África (a través del gasoducto del Magreb-Europa y proyectos integrados de gas natural licuado en Argelia).

Las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35. Las acciones de la participada Gas Natural BAN, S.A. cotizan en la Bolsa de Buenos Aires (Argentina).

Las compañías que componen GAS NATURAL cierran su ejercicio el 31 de diciembre.

El domicilio de GAS NATURAL está en Avda. Portal de l'Àngel, 22, Barcelona, España.

Las cuentas anuales de Gas Natural SDG, S.A. y las cuentas anuales consolidadas de GAS NATURAL correspondientes al ejercicio 2004 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2005.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2005, que han sido formuladas por el Consejo de Administración con fecha 31 de marzo de 2006, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cifras contenidas en estas cuentas anuales consolidadas se muestran en millones de euros, excepto por las cifras de resultado por acción, que se expresan en euros por acción, acciones emitidas, que se muestran en millones de acciones, y salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

Oferta Pública de Adquisición de Acciones sobre Endesa

El Consejo de Administración acordó el día 5 de septiembre de 2005, por unanimidad, lanzar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) de acciones sobre el 100% del capital de la sociedad Endesa.

Asimismo, GAS NATURAL e Iberdrola firmaron un acuerdo para la compraventa de determinados activos de la sociedad resultante de la operación de adquisición de Endesa por parte de la empresa gasista, supeditado al éxito del proceso y a las autorizaciones correspondientes. La transacción se realizará a precios de mercado, que serán determinados por diferentes bancos de inversión de reconocido prestigio.



El 6 de febrero de 2006, el Consejo de Administración de GAS NATURAL acordó proseguir con la Oferta Pública de Adquisición del 100% de las acciones de la compañía Endesa, tras estudiar las veinte condiciones impuestas por el Consejo de Ministros.

GAS NATURAL considera que las ventajas estratégicas, industriales y financieras de la operación son compatibles con el cumplimiento de las condiciones a las que el Consejo de Ministros subordina la operación de concentración económica.

La aplicación de las condiciones al proyecto presentado por GAS NATURAL permite mantener la lógica estratégica de la operación tal y como se había diseñado inicialmente. En este sentido también se mantienen intactas las ventajas industriales y financieras de la operación: aprovechar las oportunidades de la convergencia de gas y electricidad; contar con un aprovisionamiento de gas flexible y competitivo; disponer de una cartera de generación diversificada; gestionar de forma integrada los clientes de gas y de electricidad; contar con un atractivo mix de negocio y perfil de inversiones y finalmente, aprovechar un alto potencial de sinergias.

El pasado 21 de febrero de 2006, la compañía alemana E.ON presentó ante la CNMV una solicitud de Oferta Pública de Adquisición de acciones sobre el 100% del capital de Endesa sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones.

El 27 de febrero de 2006, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) aprueba la oferta de GAS NATURAL dirigida a los accionistas de Endesa en España.

El 6 de marzo de 2006 comenzó formalmente el período de aceptación de la oferta pública de adquisición en España y en los EE.UU. Ese mismo día la United States Securities and Exchange Comisión (SEC) declaró efectivo el formulario F-4 que incorpora el folleto norteamericano o prospectus dirigido a los accionistas de Endesa residentes en EE.UU.

En fecha 21 de marzo de 2006, el Juzgado de lo Mercantil nº3 de Madrid ha notificado un auto por el que se estima la petición de medidas cautelares interesada por Endesa y declara suspendidas:

a) La tramitación de la OPA formulada por Gas Natural SDG, S.A. sobre las acciones de Endesa, S.A. y, por consiguiente, la ejecución de todos los actos relativos a, o relacionados con, la citada OPA, en especial, la adquisición de las acciones de Endesa, S.A. por parte de GAS NATURAL.

b) La ejecución del contrato suscrito entre GAS NATURAL e Iberdrola.

Para la efectividad de las anteriores medidas, Endesa, S.A. deberá prestar en el plazo de diez días un aval bancario por importe de mil millones de euros, para responder de posibles daños y perjuicios derivados de la adopción y mantenimiento de las medidas cautelares acordadas.

GAS NATURAL ha presentado escrito de preparación de recurso y, de acuerdo con informaciones públicas, Endesa también. Adicionalmente, Endesa solicitó una aclaración de dicho auto el día 24 de marzo.

Tal y como ha informado la CNMV en su nota informativa sobre plazos, de fecha 24 de marzo de 2006, en tanto quedara suspendida la oferta de GAS NATURAL, quedará provisionalmente paralizado para todas las ofertas el procedimiento de mejora en sobre cerrado previsto en el artículo 36 del Real Decreto 1197/1991.

Asimismo, los plazos de aceptación de las ofertas se extenderán en la medida necesaria para que todos finalicen el mismo día.

Nota 2. Resumen de las principales políticas contables

2.1 Bases de presentación

Las cuentas anuales consolidadas de GAS NATURAL del ejercicio 2005 han sido preparadas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Las cuentas anuales consolidadas de GAS NATURAL para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004 fueron preparadas de acuerdo con los Principios Contables Generalmente Aceptados en España (en adelante, los Principios contables españoles). Los Principios contables españoles difieren en algunos aspectos de las NIIF-UE. A efectos comparativos, en la preparación de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005, los Administradores han procedido a adoptar algunos métodos de contabilización y valoración a fin de cumplir las NIIF-UE. Las cifras comparativas respecto al 2004 han sido reexpresadas para reflejar la información comparativa con arreglo a las NIIF-UE. La Nota 3 recoge las conciliaciones y descripciones del efecto de la transición de los Principios contables españoles a las NIIF-UE sobre el patrimonio y resultados de GAS NATURAL.

Las cuentas anuales consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2005, y de los resultados consolidados de sus operaciones, de las variaciones en el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y de los flujos de efectivo consolidados, que se han producido en GAS NATURAL en el ejercicio terminado en dicha fecha.

Las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005 de GAS NATURAL han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por Gas Natural SDG, S.A. y el resto de sociedades integradas en el Grupo. Cada sociedad prepara sus cuentas anuales siguiendo los principios y criterios contables en vigor en el país en el que realiza las operaciones, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF-UE. Asimismo, se modifican las políticas contables de las sociedades consolidadas, cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas contables adoptadas por GAS NATURAL.

Las políticas que se indican a continuación se han aplicado uniformemente a los ejercicios que se presentan.

2.2 Consolidación

a) Dependientes

Dependientes son todas las entidades sobre las que GAS NATURAL tiene poder para dirigir las políticas financieras y de explotación, lo que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los derechos de voto. A la hora de evaluar si GAS NATURAL controla otra entidad se considera la existencia de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercitables. Las dependientes se consolidan por el método de integración global a partir de la fecha en que se transfiere el control a GAS NATURAL y se excluyen de la consolidación en

la fecha en que cesa el mismo.

En el proceso de consolidación, se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades de GAS NATURAL. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido.

b) Asociadas

Asociadas son todas las entidades sobre las que GAS NATURAL ejerce influencia significativa pero no tiene control que, generalmente, viene acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Cuando la participación desciende del 20%, o la consideración conjunta de las diferentes condiciones demuestra la pérdida de dicha influencia, deja de considerarse asociada, y la participación es registrada como disponible para la venta. Las inversiones en asociadas se contabilizan por el método de la participación e inicialmente se reconocen por su coste.

La participación de GAS NATURAL en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus asociadas se reconoce en la cuenta de resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición se reconoce en reservas. Los movimientos patrimoniales de las asociadas posteriores a la adquisición se ajustan contra el importe de la inversión.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre GAS NATURAL y sus asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación en éstas. También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere.

c) Negocios conjuntos

Las participaciones en negocios conjuntos se integran por el método de consolidación proporcional, combinando línea por línea su participación en los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo de la entidad controlada conjuntamente con aquellas partidas de sus cuentas.

GAS NATURAL reconoce en sus cuentas anuales consolidadas la participación en los beneficios o las pérdidas procedentes de ventas de activos de GAS NATURAL a las entidades controladas conjuntamente por la parte que corresponde a otros partícipes. GAS NATURAL no reconoce su participación en los beneficios o las pérdidas de la entidad controlada conjuntamente y que se derivan de la compra por parte de GAS NATURAL de activos de la entidad controlada conjuntamente hasta que dichos activos se venden a un tercero independiente. Se reconoce una pérdida en la transacción de forma inmediata si la misma pone en evidencia una reducción del valor neto realizable de los activos corrientes, o una pérdida por deterioro de valor.

d) Perímetro de consolidación

En el Anexo se incluyen las sociedades participadas directa e indirectamente por GAS NATURAL que han sido incluidas en el perímetro de consolidación.

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2005 han sido las siguientes (ver Nota 31):

- En el mes de abril se ha adquirido el 100% del capital social de la sociedad Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (DERSA), sociedad tenedora de un grupo dedicado al desarrollo y a la explotación de parques eólicos. Mediante esta adquisición se han incorporado al perímetro por integración global las sociedades Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (100%), Aplicaciones y Proyectos Energéticos, S.A. (100%), Boreas Eólica, S.A. (99,5%), Molinos de Valdebezana, S.A. (59,7%), Boreas Eólicas 2, S.A. (90%), Desarrollo de Energías Renovables Castilla-La Mancha, S.A. (100%); por integración proporcional las sociedades Los Castríos, S.A. (33,1%), Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A. (50%), Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A. (36,3%), Molinos del Cidacos, S.A. (50%), Molinos de la Rioja, S.A. (33,3%) y Molinos de Linares, S.A. (24,9%) y por el método de la participación las sociedades Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (20%) y Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (18%).
- En el mes de junio se ha adquirido una participación adicional del 36,8% en el capital de la sociedad Portal Gas Natural, S.A., alcanzando el porcentaje de participación del 100%.
- En el mes de junio se ha adquirido una participación adicional del 2,4% en el capital social de la sociedad Corporación Eólica de Zaragoza, S.A. pasando a una participación en el capital del 68%.
- En el mes de julio se ha vendido el 12,4% de la participación en el capital social de la sociedad CEG Rio, S.A., pasando la participación al 59,6%.
- En el mes de julio se ha adquirido una participación adicional del 4,24% del capital de la sociedad Burgalesa de Generación Eólica, S.A., pasando la participación al 24,2%.
- Se han incorporado al perímetro de consolidación por integración global las sociedades constituidas en el ejercicio Gas Natural Exploración, S.L., Natural Re, S.A. y Gas Natural Capital Markets, S.A., todas ellas con una participación en su capital del 100% y la sociedad Tratamiento Almazán, S.L. con una participación del 90% y por consolidación proporcional (ver Nota 32) la sociedad Repsol-Gas Natural LNG, S.L., participada en un 50%.
- Durante los primeros nueve meses del ejercicio se ha vendido el 10,58% de la participación en el capital social de Enagás, S.A., por lo que a 30 de septiembre de 2005 la participación ascendía al 15,55% y a partir de 1 de octubre de 2005 se deja de aplicar el método de la participación a la inversión en el capital de Enagás, S.A. (ver Notas 7 y 8).

Por otro lado, durante el ejercicio 2005 se han producido las siguientes operaciones societarias entre sociedades del Grupo:

- Con fecha 30 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó aprobar un proyecto de segregación de las actividades de distribución y de transporte de gas mediante su traspaso en bloque a sus filiales Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L., respectivamente. Dicha segregación se ha materializado mediante ampliaciones de capital en ambas sociedades suscritas con la aportación no dineraria de los activos y pasivos de Gas Natural SDG, S.A. que conforman las ramas de actividad de distribución y transporte. Como contrapartida a las aportaciones no dinerarias, Gas Natural Distribución SDG,

S.A. ha emitido acciones por valor de 1.100 millones de euros y Gas Natural Transporte, S.L., por valor de 52 millones de euros, todas ellas suscritas por Gas Natural SDG, S.A.

- En el mes de diciembre se ha producido la reestructuración de las participaciones en Italia, con las siguientes fusiones por absorción:

- Las sociedades Gea S.p.A, Impianti Sicuri, S.r.L, Smedigas S.r.L se han fusionado con Gas Natural Vendita Italia, S.p.A.
- La sociedad Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A se ha fusionado con Nettis Impianti S.p.A.
- La sociedad Gas Fondiaria, S.p.A. se ha fusionado con la sociedad Gas S.p.A.

2.3 Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios se contabilizan aplicando el método de adquisición. El coste de una adquisición se calcula según el valor razonable de los activos entregados, los instrumentos patrimoniales emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha del intercambio más los costes directamente atribuibles a la adquisición. Los activos intangibles adquiridos mediante una combinación de negocios deben reconocerse separadamente del fondo de comercio si se cumplen los criterios de reconocimiento de activos, o sea, si son separables o tienen su origen en derechos legales o contractuales y cuando su valor razonable puede valorarse de manera fiable.

Los activos identificables adquiridos y los pasivos o pasivos contingentes incurridos o asumidos como resultado de la transacción, se valoran inicialmente a su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del porcentaje de los intereses minoritarios.

El exceso de coste de la adquisición respecto al valor razonable de la participación de GAS NATURAL en los activos netos identificables adquiridos se registra como fondo de comercio. Si el coste de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la dependiente adquirida, se reconoce la diferencia directamente en la cuenta de resultados.

Las adquisiciones de intereses patrimoniales adicionales en sociedades en las que GAS NATURAL ya tiene control se registran como transacciones patrimoniales, reconociendo directamente en patrimonio el exceso sobre el valor teórico contable pagado al interés minoritario.

2.4 Información financiera por segmentos

Un segmento de negocio (segmento principal de GAS NATURAL) es un grupo de activos y operaciones encargados de suministrar productos o servicios sujetos a riesgos y rendimientos diferentes a los de otros segmentos de negocio.

Un segmento geográfico es el que proporciona productos o servicios en un entorno económico concreto sujeto a riesgos y rendimientos diferentes a los de otros segmentos que operan en otros entornos económicos.

2.5 Transacciones en moneda extranjera

a) Moneda funcional y presentación

Las partidas incluidas en las cuentas anuales consolidadas de cada una de las entidades de GAS NATURAL se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (moneda funcional). Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación de GAS NATURAL.

b) Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se reconocen en la cuenta de resultados.

c) Las entidades de GAS NATURAL

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de GAS NATURAL (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria) que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada balance presentado se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del balance.
- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio medios mensuales.
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto (diferencias de cambio).

Los ajustes al fondo de comercio y al valor razonable que surgen en la adquisición de una entidad extranjera se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre.

2.6 Inmovilizado material

El inmovilizado material recoge principalmente las redes de distribución de gas, los buques para el transporte de gas natural licuado, las plantas de ciclo combinado de generación eléctrica y los parques de generación eólica.

El inmovilizado material se presenta a precio de coste menos la amortización acumulada y, en su caso, el deterioro del bien. El coste incluye el gasto directamente atribuible a la adquisición del bien. Los terrenos no se amortizan.

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo exclusivamente cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos vayan a fluir al Grupo y el coste del elemento pueda determinarse de manera fiable. El valor neto contable de los bienes sustituidos es llevado a resultados. El resto de reparaciones y mantenimiento se cargan en la cuenta de resultados durante el período en que se incurra en ellos.

Los gastos de reparaciones importantes se activan y se amortizan durante la vida útil estimada de los mismos (generalmente, de 1,5 a 3 años), mientras que los gastos recurrentes de mantenimiento se cargan a la cuenta de resultados consolidada del período en que se incurren.

Los importes relacionados con los trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado material corresponden al coste directo de producción.

Los activos materiales recibidos sin contraprestación después de la fecha de transición se contabilizan por su valor nominal en el inmovilizado material. Antes de la fecha de transición se registraron a su valor razonable (ver Nota 3.1.2.b). Para estos activos, los ingresos a distribuir en varios ejercicios se reconocen como ingresos, de modo lineal, durante la vida útil de los correspondientes activos.

Los activos se amortizan linealmente, durante su vida útil estimada, o en caso de ser menor, durante la duración de la concesión (ver Nota 33). Las vidas útiles estimadas son:

	Años de vida útil estimada
Construcciones	33-50
Buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado	30
Instalaciones técnicas (red de distribución)	20-30
Instalaciones técnicas (plantas de ciclo combinado)	25
Instalaciones técnicas (parques de generación eólica)	20
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	8-20
Útiles y herramientas	3
Mobiliario y enseres	10
Equipos informáticos	4
Elementos de transporte	6

Los valores residuales y las vidas útiles de los activos se revisan, ajustándolos, en su caso, en la fecha de cada balance.

Cuando el valor contable de un activo es superior a su importe recuperable estimado o cuando ya no es útil, debido, por ejemplo, a desplazamientos en la red de distribución, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable (ver Nota 2.8).

Los beneficios y pérdidas en ventas son determinadas por comparación del precio de venta con los valores contables y son registrados en la cuenta de resultados.

Los costes de financiación incurridos para la construcción de un activo son activados durante el período necesario para construir y preparar el activo para el uso que se pretende. Los otros costes de financiación se llevan a gastos cuando se incurren.

Es política de GAS NATURAL asegurar todos sus activos y riesgos inherentes a sus negocios y actividades. A tales efectos, los daños materiales, las posibles interrupciones en el suministro, así como la responsabilidad civil frente a terceros, son objeto de aseguramiento. GAS NATURAL considera que el nivel de cobertura de su política de seguros es adecuada, en general, a los riesgos inherentes al negocio que desarrolla.

Asimismo, cabe destacar que GAS NATURAL tiene su propia compañía de reaseguros, Natural Re, S.A. Dicha compañía, que está totalmente integrada en la gestión de riesgos de GAS NATURAL, se utiliza como vehículo para centralizar globalmente la cobertura de los riesgos del Grupo. De esta manera, Natural Re, S.A.

permite a GAS NATURAL implementar efectivamente el programa de gestión de riesgos, todo ello sin perjuicio de las modificaciones que tienen lugar en la regulación de los distintos países en los que opera.

GAS NATURAL adoptó la NIIF 5, Activos clasificados como mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas, a partir del 1 de enero de 2004, de acuerdo con lo previsto en dicha norma. A 31 de diciembre de 2005, GAS NATURAL mantiene cinco edificios como activos mantenidos para la venta por lo que la recuperación de su valor teórico será realizada mediante su venta y no su uso. No ha habido ninguna modificación en la valoración de dichos edificios como consecuencia de su reclasificación (ver Nota 5).

2.7 Activos intangibles

a) Fondo de comercio

El fondo de comercio representa el exceso del coste de adquisición sobre el valor razonable de la participación de GAS NATURAL en los activos netos identificables de la dependiente o asociada adquirida en la fecha de adquisición. El fondo de comercio relacionado con adquisiciones de dependientes se incluye en activos intangibles y el relacionado con adquisiciones de asociadas se incluye en inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación. El fondo de comercio se revisa anualmente para analizar pérdidas por deterioro de su valor y se registra en balance a coste menos pérdidas por deterioro acumuladas. Las pérdidas y ganancias por la venta de una entidad incluyen el importe contabilizado del fondo de comercio relacionado con la entidad vendida.

El fondo de comercio se asigna a las Unidades generadoras de efectivo (UGE) con el propósito de realizar las pruebas de pérdidas por deterioro. Cada UGE representa la inversión de GAS NATURAL para cada segmento de negocio en cada país en que opera (ver Nota 2.8).

El fondo de comercio que se deriva de las adquisiciones realizadas antes del 1 de enero de 2004 se registra por el importe reconocido como tal en las cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2003 preparadas bajo los Principios contables españoles.

b) Concesiones

Las concesiones se refieren a la autorización administrativa para la distribución y transporte de gas natural. Se valoran a su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor de los flujos de efectivo descontados a obtener de la concesión correspondiente en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios.

Las concesiones se amortizan linealmente en el período de duración de las mismas. La amortización anual de la concesión del gasoducto Magreb-Europa se basa en el volumen de gas transportado durante la vida de la concesión.

c) Aplicaciones informáticas

Las licencias adquiridas para programas informáticos se capitalizan sobre la base de los costes en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para su uso.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas

informáticos se reconocen como gasto cuando se incurren. Los costes directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por GAS NATURAL, y que sea probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costes durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costes directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costes de aplicaciones informáticas reconocidos como activos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas (4 años).

d) Gastos de investigación

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurren ya que no cumplen los requisitos para reconocerse como activos intangibles.

e) Otros activos intangibles

En otros activos intangibles principalmente se incluyen los siguientes conceptos:

- El coste de la adquisición de los derechos de regasificación en exclusiva en las instalaciones de EcoEléctrica L.P., Ltd. en Puerto Rico, que se amortiza linealmente hasta la fecha de extinción de los derechos (2025).
- Los proyectos de desarrollo de nuevos parques de generación eólica adquiridos en la combinación de negocio de 2005 (ver Nota 31), que se amortizarán linealmente durante su vida útil (20 años).

No existen activos intangibles con una vida útil indefinida distintos del fondo de comercio.

2.8 Pérdidas por deterioro de valor de los activos

No hay activos con vida útil indefinida. Los activos sujetos a amortización se revisan, para pérdidas por deterioro, siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe contabilizado puede no ser recuperable. Se reconoce en resultados una pérdida por deterioro por la diferencia entre el valor neto contable del activo y el importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costes para la venta o su valor de uso. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (UGE).

2.9 Inversiones financieras

Las adquisiciones y enajenaciones de inversiones se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que GAS NATURAL se compromete a adquirir o vender el activo. Las inversiones se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones se han transferido y GAS NATURAL ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

GAS NATURAL clasifica sus inversiones financieras en dos categorías:

a) Créditos y cuentas a cobrar

Los créditos y cuentas a cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo, y sobre los que no hay

intención de negociar a corto plazo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los créditos y cuentas a cobrar se incluyen en Otros activos financieros en el balance (ver Nota 10).

Los créditos y cuentas a cobrar se registran a su coste amortizado, utilizando el método de interés efectivo.

b) Activos financieros disponibles para la venta

Los activos financieros disponibles para la venta son activos financieros no derivados que se designan en esta categoría. Se reconocen inicialmente por el valor razonable. Las inversiones clasificadas como disponible para la venta que previamente eran asociadas se valoran, en el momento de la pérdida de influencia significativa, por el valor contable aplicando el método de la participación. Posteriormente estas inversiones se contabilizan a su valor razonable.

Las pérdidas y ganancias no realizadas que surgen de cambios en el valor razonable se reconocen en el patrimonio neto. Cuando se venden o sufren pérdidas por deterioro del valor, los ajustes acumulados en la reserva por ajustes por valoración se incluyen en la cuenta de resultados como pérdidas y ganancias.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), GAS NATURAL establece el valor razonable empleando técnicas de valoración. Dichas técnicas incluyen el uso de transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referidas a otros instrumentos sustancialmente iguales y el análisis de flujos de efectivo descontados. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su coste de adquisición minorado por la pérdida por deterioro, en su caso.

GAS NATURAL evalúa en la fecha de cada balance si existe evidencia de que un activo financiero pueda haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de capital se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su coste. Si existe cualquier evidencia de este tipo, la pérdida acumulada, determinada como la diferencia entre el coste de adquisición y el valor razonable a la fecha de la evaluación, menos cualquier pérdida por deterioro del valor previamente reconocida en pérdidas y ganancias, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en la cuenta de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en la cuenta de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través de la cuenta de resultados. Para los títulos no cotizados se evalúa la pérdida por deterioro en base al patrimonio de la compañía, cualquier ganancia o pérdida no realizada conocida y cualquier otra evidencia objetiva que pueda resultar en una pérdida por deterioro.

2.10 Existencias

Las existencias se valoran al menor entre el coste o su valor neto realizable. El coste se determina por el coste medio ponderado.

El coste de las existencias incluye el coste de las materias primas y aquellos costes directamente atribuidos a la adquisición y/o producción.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del

negocio, menos los costes variables de venta aplicables.

2.11 Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen inicialmente por su valor razonable y posteriormente por su coste amortizado de acuerdo con el método del tipo de interés efectivo, menos la provisión por pérdidas por deterioro del valor. Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que GAS NATURAL no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas a cobrar. El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El importe de la provisión se reconoce en la cuenta de resultados.

Las ventas de gas y electricidad consumidos y no facturados se incluyen en Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar.

2.12 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

El efectivo y otros medios líquidos equivalentes incluyen el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades de crédito y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de no más de tres meses desde la fecha de su adquisición.

2.13 Capital social

El capital social está representado por acciones ordinarias.

Los costes de emisión de nuevas acciones u opciones, netos de impuestos, se deducen del patrimonio.

Los dividendos sobre acciones ordinarias se reconocen como menor valor del patrimonio cuando son aprobados.

2.14 Deudas financieras

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de la transacción que se hubieran incurrido. Cualquier diferencia entre el importe recibido (neto de los costes de la transacción) y su valor de amortización se reconoce en la cuenta de resultados durante el período de amortización de la deuda financiera utilizando el método del tipo de interés efectivo.

Las deudas financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que su vencimiento tenga lugar a más de 12 meses desde de la fecha del balance, o incluyan cláusulas de renovación tácita.

2.15 Arrendamientos

Los arrendamientos de inmovilizado material en los que GAS NATURAL (el arrendatario) tiene sustancialmente todos los riesgos y las ventajas derivadas de la propiedad de los activos se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se reconocen al inicio del contrato al menor entre el valor razonable del activo arrendado y el valor presente de los pagos por el arrendamiento, incluida la opción de compra. Cada pago por arrendamiento se desglosa entre la reducción de la deuda y la carga financiera, de forma que se obtenga un tipo de

interés constante sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. La obligación de pago derivada del arrendamiento, neta de la carga financiera, se reconoce dentro de las deudas a pagar a largo plazo a excepción de aquellas con un vencimiento inferior a doce meses. La parte de interés de la carga financiera se imputa a la cuenta de resultados durante el período de vigencia del arrendamiento al objeto de obtener un tipo de interés periódico constante sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar a cada período. El inmovilizado material adquirido bajo contratos de arrendamiento financiero se amortiza durante la vida útil del activo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo se cargan en la cuenta de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

2.16 Provisiones

Se reconocen las provisiones cuando GAS NATURAL tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados; hay más probabilidades de que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación que de lo contrario; y el importe se ha estimado de forma fiable. No se reconocen provisiones para pérdidas de explotación futuras.

Se valoran las provisiones al valor presente del gasto necesario para liquidar la obligación a la fecha del balance, según la mejor estimación del Grupo. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha del balance, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular.

2.17 Provisiones por obligaciones con el personal

a) Obligaciones por pensiones

GAS NATURAL tiene varios planes de pensiones. Los planes se financian mediante pagos a entidades aseguradoras o fondos gestionados externamente, determinados mediante cálculos actuariales periódicos. GAS NATURAL tiene planes de aportación definida y planes de prestación definida.

Un plan de aportación definida es un plan de pensiones bajo el cual GAS NATURAL paga aportaciones fijas a una entidad ajena y no tendrá ninguna obligación, ni legal ni implícita, de realizar aportaciones adicionales si el fondo no posee activos suficientes para pagar a todos los empleados las prestaciones relacionadas con los servicios prestados en el ejercicio corriente y en ejercicios anteriores.

Las aportaciones se reconocen como gasto por prestaciones a los empleados cuando se devengan.

Un plan de prestación definida es un plan de pensiones que define el importe de la prestación que recibirá un empleado en el momento de su jubilación, normalmente en función de uno o más factores como la edad, años de servicio y remuneración.

El pasivo reconocido en el balance respecto de los planes de pensiones de prestaciones definidas es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por el no reconocimiento de pérdidas y ganancias actuariales y costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios

independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación se determina descontando los flujos de efectivo futuros estimados a tipos de interés de bonos de compañías muy solventes denominados en la moneda en que se pagarán las prestaciones y con plazos de vencimiento similares a los de las correspondientes obligaciones. En países donde no existe un mercado sustancial de dichos bonos, se utilizan los rendimientos de mercado de bonos del Estado.

Las pérdidas y beneficios actuariales acumulativos que surgen de ajustes por cambios en las hipótesis actuariales por encima del 10% del valor de los activos del plan o del 10% de la obligación por prestación definida se cargan o abonan en la cuenta de resultados durante la vida laboral media restante esperada de los empleados. En aquellos planes donde la mayor parte del pasivo se refiere a los pensionistas, se aplicaría el tramo mencionado del 10%, reconociendo el exceso sobre éste en la cuenta de resultados.

Los costes por servicios pasados se reconocen inmediatamente en la cuenta de resultados, a no ser que los cambios en el plan de pensiones estén condicionados a la continuidad de los empleados en servicio para un período de tiempo específico (período de consolidación). En este caso, los costes por servicios pasados se amortizan según el método lineal durante el período de consolidación.

b) Otras obligaciones posteriores a la jubilación

Algunas compañías de GAS NATURAL ofrecen prestaciones posteriores a la jubilación a sus empleados jubilados. El derecho a este tipo de prestaciones normalmente está condicionado a la permanencia del empleado en la empresa hasta su jubilación y durante un mínimo determinado de años. Los costes esperados de estas prestaciones se devengan durante la vida laboral de los empleados de acuerdo con un método contable similar al de los planes de pensiones de prestaciones definidas. Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan en la cuenta de resultados durante la vida laboral media restante esperada de los empleados en cuanto superen el mencionado tramo del 10%.

c) Indemnizaciones

Las indemnizaciones por cese se pagan a los empleados como consecuencia de la decisión de la Sociedad de rescindir su contrato de trabajo antes de la edad normal de jubilación o cuando el empleado acepta voluntariamente a cambio de esas prestaciones. GAS NATURAL reconoce estas prestaciones cuando se ha comprometido de forma demostrable a cesar en su empleo a los trabajadores actuales de acuerdo con un plan formal detallado sin posibilidad de retirada o a proporcionar indemnizaciones por cese.

Las prestaciones que no se van a pagar en los 12 meses siguientes a la fecha del balance se descuentan a su valor actual.

2.18 Impuestos diferidos

Los impuestos diferidos se registran, de acuerdo con el método de pasivo, sobre las diferencias temporales que surgen entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus importes en libros en las cuentas anuales consolidadas.

Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un

pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni al fiscal, no se contabiliza.

El impuesto diferido se determina usando tipos impositivos que son de aplicación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar las diferencias temporales.

2.19 Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden básicamente a:

- Las subvenciones de capital correspondientes a activos que se valoran por el importe concedido.
- Ingresos por contraprestación de nuevas acometidas y ramales.
- Ingresos por desplazamiento de red a cargo de terceros.

Los ingresos diferidos se reconocen en resultados de forma sistemática en función de la vida útil del activo correspondiente.

2.20 Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los Accionistas de la Sociedad se reconoce como un pasivo en el balance consolidado de GAS NATURAL desde el momento en que los dividendos son aprobados por la Junta General de Accionistas (o por el Consejo de Administración, en caso de los dividendos a cuenta) hasta su pago.

2.21 Reconocimiento de ingresos

Las ventas de bienes se reconocen cuando los productos han sido entregados al cliente y el cliente los ha aceptado, aunque no se hayan facturado, o, en caso aplicable, los servicios han sido prestados y la cobrabilidad de las correspondientes cuentas a cobrar está razonablemente asegurada. Las ventas se valoran netas de impuestos y descuentos y se eliminan las transacciones entre compañías de GAS NATURAL.

El marco regulatorio del sector del gas natural en España regula un procedimiento de liquidación para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida por peajes, cánones y tarifas netas de cuotas para destinos específicos, costes de adquisición de gas y retribución de la actividad de suministro a tarifa, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas (ver Nota 2.27).

La Orden Ministerial de 28 de octubre de 2002 por la que se regulan los procedimientos de liquidación establece que las desviaciones que se pongan de manifiesto por la aplicación del procedimiento de liquidaciones entre los ingresos netos liquidables definitivos y las retribuciones acreditadas cada año, serán tenidas en cuenta en el cálculo de las tarifas, peajes y cánones de los dos años siguientes. A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2002 a 2005, pero sí se han tenido en cuenta las desviaciones provisionales de dichos ejercicios al objeto de calcular las

tarifas, peajes y cánones de los ejercicios 2004 a 2006. No se espera que de las liquidaciones definitivas se deriven diferencias significativas con respecto a las estimaciones realizadas.

La cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas de gas a tarifa como de las ventas de gas realizadas en el mercado liberalizado, ya que tanto el distribuidor a tarifa como el comercializador libre se considera un agente principal y no un comisionista del suministro realizado.

Los intercambios de gas que, o bien tengan un valor distinto, o bien conlleven costes que producen diferencias de valor, se incluyen en la cifra de ingresos.

Las ventas de electricidad, realizadas en base a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción Eléctrica que cumplen con el mandato de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, se registran de acuerdo a los consumos reales.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método del tipo de interés efectivo.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho a recibir el cobro.

2.22 Derivados y otros instrumentos financieros

Se reconocen los derivados financieros a su valor razonable en la fecha de contrato, recalculándose sucesivamente a su valor razonable. El método para el reconocimiento de la ganancia o pérdida depende de si se clasifica el derivado como un instrumento de cobertura, y en este caso, la naturaleza del activo objeto de la cobertura. GAS NATURAL clasifica algunos derivados como cobertura del valor razonable de los activos o pasivos reconocidos o como un compromiso firme (cobertura de valor razonable) o como coberturas de transacciones altamente previsibles (cobertura de flujos de efectivo).

Los contratos de compra o venta de elementos no financieros, que se han celebrado y continúan siendo mantenidos con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos de acuerdo con los requerimientos de utilización esperados por la entidad, se registran de acuerdo con sus términos contractuales. Los derivados implícitos en otros instrumentos no financieros son contabilizados separadamente como derivados, solamente cuando sus características económicas y riesgos inherentes no están relacionados estrechamente con los instrumentos en los que se encuentran implícitos y el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable.

GAS NATURAL documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y los activos o pasivos objeto de cobertura al principio de la transacción, además del objetivo de la gestión de riesgos y la estrategia para realizar las transacciones de cobertura. Asimismo, GAS NATURAL documenta su evaluación, tanto al principio de la cobertura como de manera periódica y constante, para saber si los derivados utilizados en las transacciones de cobertura son efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o flujos de efectivo de los activos objeto de cobertura.

Los valores razonables de los instrumentos de derivados utilizados a efectos de cobertura se desglosan en la Nota 9.

a) Cobertura del valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados designados, que cumplen las condiciones para clasificarse como operaciones de cobertura del valor razonable, se reconocen en la cuenta de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o pasivo objeto de cobertura que sea atribuible al riesgo cubierto.

b) Cobertura de flujos de efectivo

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados designados y calificados como cobertura de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio neto. La ganancia o pérdida correspondiente a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en la cuenta de resultados.

Los importes acumulados en el patrimonio neto se traspasan a la cuenta de resultados en el ejercicio en que la partida cubierta afecta a la ganancia o a la pérdida (por ejemplo, cuando la compra prevista que está cubierta tiene lugar). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta resulte en el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo, existencias), las pérdidas y ganancias previamente diferidas en el patrimonio neto se traspasan desde el patrimonio neto a la valoración inicial del coste del activo.

Cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, o cuando una operación de cobertura deja de cumplir los requisitos para poder aplicar la contabilidad de cobertura, las ganancias o pérdidas acumuladas en el patrimonio neto hasta ese momento continuarán formando parte del mismo y se reconocerán en resultados cuando finalmente la transacción anticipada se reconozca en la cuenta de resultados. Sin embargo, si deja de ser probable que tenga lugar dicha transacción, las ganancias o las pérdidas acumuladas en el patrimonio neto se traspasan inmediatamente a la cuenta de resultados.

c) Derivados que no califican para la contabilidad de cobertura

Ciertos derivados no cumplen el criterio para poder aplicar la contabilidad de cobertura. Los cambios en el valor razonable de cualquier derivado que no califique para la contabilidad de cobertura se reconocen inmediatamente en la cuenta de resultados.

2.23 Medio Ambiente y derechos de emisión

a) Derechos de emisión

GAS NATURAL contabiliza los derechos de emisión recibidos sin contraprestación por su valor nominal. En caso de que GAS NATURAL no tenga los derechos suficientes para cumplir sus cuotas de emisión, se registraría el déficit al valor razonable de los derechos en la fecha de presentación de los estados financieros. No obstante, dado que las emisiones previstas están por debajo del nivel de los derechos recibidos, no se registra provisión alguna por este concepto.

No se han producido adquisiciones ni enajenaciones en relación con los derechos de emisión en 2005.

b) *Medio Ambiente*

Los gastos derivados de las actuaciones empresariales encaminadas a la protección y mejora del medio ambiente se contabilizan como gasto del ejercicio en que se incurren. Cuando suponen incorporaciones al inmovilizado material, cuyo fin sea la minimización del impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se contabilizan como mayor valor del inmovilizado.

2.24 Nuevas normas NIIF e interpretaciones CINIIF

Se han aprobado y publicado nuevas normas contables (NIIF) e interpretaciones (CINIIF) cuya fecha de entrada en vigor está prevista para los ejercicios contables iniciados el 1 de enero de 2006 o con posterioridad a dicha fecha. La evaluación por parte de GAS NATURAL del impacto de estas nuevas normas se resume a continuación.

a) *NIIF 6, Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*

Esta norma establece reglas sobre la contabilidad de los gastos de exploración y evaluación, incluyendo el reconocimiento de activos de exploración y evaluación, así como la necesidad de realizar pruebas de deterioro sobre los mismos y de incluir desgloses de información en la memoria. Esta NIIF es aplicable a los períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2006 ó posteriores a dicha fecha. GAS NATURAL no tiene actividades de prospección y evaluación a 31 de diciembre de 2005. Sin embargo, esta norma será aplicable en el futuro a los estados financieros de GAS NATURAL debido a los proyectos previstos en estas actividades.

b) *NIIF 7, Instrumentos financieros: información a revelar*

Esta NIIF introduce nuevos requerimientos para mejorar la información revelada sobre los instrumentos financieros presentada en los estados financieros y sustituye a la NIC 30, y algunos de los requisitos de la NIC 32. La NIIF 7 es aplicable a los períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2007 ó posteriores a dicha fecha. Se recomienda la aplicación anticipada de la norma. GAS NATURAL no ha decidido si adoptará anticipadamente esta norma. La aplicación de la misma no será significativa en relación con los estados financieros consolidados de GAS NATURAL.

c) *Enmienda a la NIC 39 - Contabilidad de cobertura de flujos de efectivo de transacciones intragrupo previstas*

Esta enmienda permite calificar el riesgo de cambio de una transacción intragrupo prevista y altamente probable como el objeto de una operación de cobertura en los estados financieros consolidados siempre que la transacción esté denominada en una moneda que no sea la moneda funcional de la entidad implicada en la transacción y cuando el riesgo de cambio afecte los estados financieros consolidados. Dicha enmienda tiene una fecha efectiva del 1 de enero de 2006. GAS NATURAL no ha decidido adoptarla anticipadamente. No se espera que la enmienda tenga un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados de GAS NATURAL.

d) *Enmienda a la NIC 39 - Opción de valor razonable*

Esta enmienda permite la asignación irrevocable en el momento del reconocimiento

inicial de los instrumentos financieros que cumplen ciertas condiciones a ser reconocidos a su valor razonable en la cuenta de resultados. Tiene como fecha de entrada en vigor el 1 de enero de 2006. GAS NATURAL no ha elegido adoptar esta norma anticipadamente. GAS NATURAL no ha decidido todavía si aplicará la opción de valor razonable después de su entrada en vigor.

e) *NIC 39 y enmienda a NIIF 4 - Contratos de garantía financiera*

Se pretende con dichas enmiendas asegurar que los emisores de contratos de garantía financiera recojan los pasivos resultantes en sus balances. Los emisores deberán aplicar las enmiendas para periodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2006 ó periodos posteriores a esta fecha. GAS NATURAL no ha elegido adoptar esta norma anticipadamente. No se espera que la enmienda tenga un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados de GAS NATURAL.

f) *CINIIF 4, Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento*

Establece que un acuerdo contiene un arrendamiento si depende del uso de unos activos en particular e incluye un derecho de controlar el uso de los mismos. La CINIIF 4 es de obligada aplicación para los ejercicios comenzados a partir del 1 de enero de 2006. GAS NATURAL ha optado por no aplicar anticipadamente la CINIIF 4, sino aplicarla a sus estados financieros del 2006 además de las disposiciones transitorias previstas en la CINIIF 4. GAS NATURAL, consecuentemente, aplicará la CINIIF 4 en base a los hechos y circunstancias que existían a 1 de enero de 2005, evaluando los contratos según los requerimientos de la CINIIF 4.

g) *CINIIF 5, Participaciones en fondos para hacer frente a los gastos de desmantelamiento, restauración y rehabilitación medioambiental*

La CINIIF 5 explica cómo tratar los reembolsos previstos de fondos establecidos para pagar los costes de desmantelamiento de plantas; equipo o en la realización de la restauración o rehabilitación medioambiental. La entidad aplicará esta interpretación para periodos anuales que empiezan el 1 de enero de 2006 ó posteriores a dicha fecha. GAS NATURAL no tiene inversiones de este tipo, así que la interpretación no afectará a los estados financieros consolidados de GAS NATURAL.

h) *Aclaración y enmienda a la NIC 21 - Efectos de las variaciones de los tipos de cambio de la moneda extranjera*

Esta enmienda aclaró que la inversión neta en una entidad extranjera puede darse entre dependientes de una misma entidad dominante (es decir, entre compañías hermanas). Modificó el tratamiento de las diferencias de cambio que surgen cuando la divisa en que está realizada la inversión neta no es la moneda funcional ni de la operación extranjera ni de la entidad que realiza la inversión neta. La modificación es aplicable para los ejercicios que empiecen en, o con posterioridad a, 1 de enero de 2006. GAS NATURAL no aplica el tratamiento de inversión neta en ninguna inversión en dependientes con estados financieros en moneda extranjera.

i) *CINIIF 7, Aplicación del enfoque de revaloraciones según NIC 29*

La CINIIF 7 explica cómo reexpresar los importes comparativos en los estados financieros cuando una entidad detecte la existencia de hiperinflación en la economía de la moneda utilizada en los estados financieros y cómo reexpresar los conceptos de impuestos diferidos en el balance inicial. Una entidad aplicará dicha interpretación

para periodos anuales que empiezan el 1 de enero de 2006 ó posteriores a dicha fecha. GAS NATURAL no opera en la actualidad en países hiperinflacionarios según NIC 29. Consecuentemente, esta interpretación no afectará a los estados financieros consolidados de GAS NATURAL.

2.25. Estimaciones e hipótesis contables significativas

La preparación de las cuentas anuales consolidadas según NIIF requiere la realización de estimaciones e hipótesis. Los resultados reales podrían ser diferentes de las estimaciones e hipótesis utilizadas. Se relacionan a continuación las normas de valoración y estimaciones significativas, que no abarcan todas las incertidumbres que puedan resultar de la aplicación de todas las normas de valoración.

a) Provisiones

Como norma general se registran los pasivos cuando es probable que una obligación dará lugar a una indemnización o pago. GAS NATURAL evalúa y realiza una estimación de los importes necesarios a liquidar en el futuro, incluyendo los importes adicionales correspondientes a impuestos sobre ganancias, obligaciones contractuales, la liquidación de litigios pendientes, u otros pasivos. Dichas estimaciones están sujetas a interpretaciones de los hechos y circunstancias actuales, proyecciones de acontecimientos futuros y estimaciones de los efectos financieros de dichos acontecimientos.

b) Cálculo del gasto por el impuesto sobre ganancias y activos por impuesto diferido

El cálculo del gasto por el impuesto sobre ganancias requiere la interpretación de normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera GAS NATURAL. La determinación de desenlaces esperados respecto a controversias y litigios pendientes, y la evaluación de las conclusiones realizadas por la Hacienda Pública durante sus inspecciones, requiere la realización de estimaciones y juicios significativos por parte de GAS NATURAL.

GAS NATURAL evalúa la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos en base a las estimaciones de resultados fiscales futuros. La recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos depende en última instancia de la capacidad de la compañía de generar resultados fiscales suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. En su evaluación se tiene en cuenta la reversión prevista de los pasivos por impuestos diferidos, los resultados fiscales proyectados y las estrategias de planificación fiscal.

c) Reconocimiento de ingresos

Los ingresos de energía son reconocidos cuando el bien ha sido entregado al cliente en base a las lecturas periódicas del contador e incluyen el devengo estimado por el valor del bien consumido desde la fecha de la lectura del contador hasta el cierre del periodo. Los ingresos no facturados se estiman al final del periodo en base al consumo diario estimado posterior a la fecha de lectura del contador hasta el final del periodo. El consumo diario estimado se deriva de los perfiles históricos de cliente ajustados estacionalmente y demás factores que pueden medirse y que afectan al consumo.

Históricamente, no se ha realizado ningún ajuste material correspondiente a los importes registrados como ingresos no facturados y no se espera tenerlos en el

futuro.

d) *Fondo de comercio*

El fondo de comercio representa el exceso del coste de una adquisición sobre el valor razonable de la participación en los activos netos identificables de la dependiente o asociada adquirida a la fecha de la adquisición. Dicho fondo de comercio se somete a pruebas de deterioro anualmente y se registra a su coste menos las pérdidas por deterioro acumuladas. El fondo de comercio se imputa a las distintas UGE (Unidades generadoras de efectivo) a efectos de la realización de las pruebas por deterioro de valor. Cada una de estas UGE representa la inversión de GAS NATURAL en cada uno de los países en los que opera por segmento principal.

El valor recuperable estimado de las unidades generadoras de efectivo aplicado a las pruebas de deterioro ha sido determinado a partir de los flujos de efectivo descontados elaborados según el plan de negocios aprobado de GAS NATURAL. La tasa de descuento utilizada es el coste medio de capital ponderado. Si la tasa de descuento utilizada para determinar el valor razonable fuera aumentada en un 10%, el valor recuperable estimado de las UGE todavía superaría el valor registrado en las cuentas anuales consolidadas. Del análisis del deterioro del fondo de comercio realizado a 31 de diciembre de 2005 no se dedujo que fuera probable que surgiese ningún deterioro en un período futuro.

e) *Planes de pensiones de prestación definida y otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación*

El cálculo del gasto por pensiones, otros gastos de prestaciones posteriores a la jubilación u otros pasivos posteriores a la jubilación, requiere la aplicación de varias hipótesis. Los cambios que afectan a dichas hipótesis pueden dar como resultado diferentes importes de gastos y pasivos contabilizados. Las hipótesis más importantes para las prestaciones por pensiones o prestaciones posteriores a la jubilación son el rendimiento a largo plazo de los activos del plan y la tasa de descuento utilizada. Además, las hipótesis de la cobertura de la seguridad social son esenciales para determinar otras prestaciones posteriores a la jubilación.

Los cambios futuros en los rendimientos de los activos del plan, las tasas de descuento utilizadas y otros factores relacionados con los partícipes de los planes de pensiones y de prestaciones posteriores a la jubilación tendrán un impacto sobre los gastos y pasivos futuros por pensiones.

GAS NATURAL no puede predecir con certeza cuáles serán dichos factores en el futuro.

2.26 La gestión del riesgo financiero

Se han definido las normas y procedimientos para medir, gestionar y hacer un seguimiento de los riesgos financieros. Los riesgos, incluyendo los riesgos de mercado, constituyen un tema de discusión del Comité de Dirección, que establece las reglas principales y políticas de la gestión de riesgos, y que determina el perfil de riesgo corporativo. Asimismo, sus conclusiones son presentadas a la Comisión de Auditoría y Control.

GAS NATURAL está expuesto a varios tipos de riesgo de mercado durante el curso normal del negocio, incluyendo el impacto de cambios en los precios de la materia prima, tipos de interés y tipos de cambio. Se gestiona de modo activo el riesgo de

precios de la materia prima, el riesgo de tipos de interés y los riesgos cambiarios, parcialmente mediante derivados financieros. Todas nuestras transacciones en derivados financieros son contratadas a efectos de cobertura.

a) *Riesgo de precios de la materia prima*

Una parte importante de los gastos operativos de GAS NATURAL están vinculados a la compra de gas natural y de gas natural licuado (GNL) para su comercialización en el mercado libre y suministro a mercados regulados. Igualmente sus plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural. En este sentido, aunque los precios que GAS NATURAL aplica en la venta de gas a sus clientes se corresponden con los precios de mercado, en entornos de mucha volatilidad, las fluctuaciones de sus precios de venta pueden llegar a no evolucionar de un modo proporcional al coste de la materia prima.

Es una práctica habitual del sector indexar los contratos de compraventa de gas natural a los precios del crudo. Durante los últimos dos años se han producido variaciones significativas en el precio del crudo, especialmente sensible a factores geopolíticos, tales como el aumento de la demanda en Asia, la guerra y post-guerra en Irak, el aumento de la inestabilidad en otras partes de Oriente Medio y un eventual deterioro adicional de la situación política y económica de los países productores de hidrocarburos. La media anual del precio del barril Brent del ejercicio 2004 era de 38,21 dólares estadounidenses, aumentando un 42% durante el ejercicio 2005 para alcanzar un precio de 54,38 dólares estadounidenses. Además de los costes asociados al negocio del gas, las subidas en los precios del crudo y del gas natural pueden provocar un incremento de los costes de generación eléctrica.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2005 el significativo aumento de la demanda de gas en España en el período (superior al 20%), unido a las puntas de consumo invernal, ha supuesto la necesidad de adquisición de gas adicional con compras spot en el mercado internacional en un contexto de elevados precios del gas.

GAS NATURAL gestiona y mitiga el riesgo de precios de la materia prima a través del seguimiento de la posición neta respecto a dichos bienes, equilibrando las obligaciones de compra y suministro. Cuando no es posible lograr una cobertura natural, se gestiona la posición dentro de parámetros de riesgo razonables, utilizando instrumentos financieros de cobertura.

El riesgo de los precios de electricidad corresponde al exceso de electricidad generada por encima de la demanda contractual de los clientes de GAS NATURAL en España. En este caso el riesgo de la posición eléctrica es gestionado igualmente a través del seguimiento de la posición neta del margen bruto de generación y mitigando la exposición a la volatilidad del precio de la electricidad a través de coberturas cuando han existido oportunidades de acuerdo a la liquidez del mercado.

b) *Riesgo de tipos de interés*

GAS NATURAL lleva a cabo políticas proactivas de gestión de riesgos de tipo de interés con el objeto de minimizar su impacto negativo en resultados. El objetivo en la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener un equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos. La tasa de deuda variable está sujeta principalmente a las oscilaciones del European Interbank Offered Rate (EURIBOR), el London Interbank Offered Rate (LIBOR) y los tipos referenciados de México, Brasil, Colombia y Argentina. La política general de optimización de costes

financieros pretende cubrir al menos el 30% de la deuda a un tipo fijo, siendo susceptible de aumentarse este porcentaje en función de los escenarios de tipos proyectados por los diferentes analistas.

c) *Riesgo de tipo de cambio*

Los riesgos de GAS NATURAL en tipos de cambio de divisas corresponden principalmente a:

- Compromisos por compras de gas denominadas en dólares USA o indexadas a los mismos.
- Cartera de deuda a largo plazo denominada en monedas que no sean el euro.
- Operaciones e inversiones en Latinoamérica, tanto por lo que respecta al contravalor del patrimonio neto aportado, resultados y repatriación de dividendos.
- Operaciones e inversiones en sociedades denominadas en dólares USA.

A 31 de diciembre de 2005, aproximadamente un 23,6% de los beneficios de explotación que obtiene GAS NATURAL procedieron de sus compañías latinoamericanas, siendo generados en las respectivas monedas locales. Por tanto su contravalor está sujeto a la volatilidad de la paridad de dichas divisas contra el euro.

Para mitigar los riesgos inherentes a la volatilidad de dichas divisas frente al euro, GAS NATURAL financia, en la medida de lo posible, sus inversiones en Latinoamérica, Puerto Rico y gasoducto de Magreb-Europa en la moneda local. Asimismo se intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en dólares, así como los importes y vencimiento de activos y pasivos que se derivan de las operaciones denominadas en divisas diferentes del euro.

En casos en que dicha política general no se aplique, los riesgos relacionados con las inversiones en monedas que no sean la moneda funcional son gestionados mediante permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés.

Cada una de las entidades dependientes contrata permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés para cubrir sus activos y pasivos denominados en monedas que no sean su moneda funcional.

d) *Riesgo de crédito*

GAS NATURAL no tiene concentraciones significativas de riesgo de crédito, estando la exposición distribuida entre un gran número de contrapartes y clientes.

El Grupo tiene políticas para asegurar que las ventas al por mayor de productos se efectúen a clientes con un historial de crédito adecuado, respecto a los cuales se establece los correspondientes límites de crédito.

Asimismo, los importes de deudas comerciales se reflejan en el balance de situación netos de provisiones de insolvencias, estimadas por GAS NATURAL en función de la experiencia de ejercicios anteriores conforme a la previa segregación de carteras de clientes, y del entorno económico actual.

2.27 Marco Regulatorio

a) *Regulación del sector del gas natural en España*

La regulación del sector del gas natural en España tiene como marco de referencia la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Esta Ley introduce la liberalización en el mercado de gas natural de acuerdo con la Directiva Europea 98/30/CE, regulando el régimen jurídico de adquisición, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de combustibles gaseosos por canalización. Los aspectos principales son:

- Permite el suministro en mercado libre a los consumidores cualificados, si bien estos tienen derecho a permanecer o a retornar al suministro a tarifa en los términos que establezca la normativa.
- La Ley 34/1998 estableció un calendario por el que los consumidores adquirirían progresivamente la condición de cualificados. Los plazos iniciales se aceleraron de forma que todos los consumidores devinieron cualificados a partir del 1 de enero de 2003.
- Garantiza el acceso regulado a la red para comercializadores y consumidores cualificados que decidan suministrarse directamente sin comercializador, desvinculando la propiedad del uso de las infraestructuras gasistas.
- Obliga a la separación jurídica entre actividades libres y reguladas y a la separación contable de las actividades reguladas con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones.
- Crea la Comisión Nacional de Energía que absorbe la antigua Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
- Obliga a la diversificación del suministro para incrementar la seguridad de abastecimiento. Anualmente los volúmenes provenientes del principal país proveedor del mercado español han de ser inferiores al 60%.
- Suprime la consideración de servicio público para las actividades realizadas en el sector del gas.
- Sustituye el régimen de concesiones administrativas para la actividad de distribución por otro de autorizaciones en el que la exclusividad sobre la zona de autorización se mantendrá durante un plazo máximo de 15 años.

Posteriormente, distintas disposiciones legales aceleraron el proceso de liberalización, incluso por encima de lo requerido por la Directiva 98/30/CE. Entre ellos cabe destacar el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, que:

- Designa a Enagás, S.A., como Gestor Técnico del Sistema.
- Limita a 35% la participación accionarial que una misma persona física o jurídica puede tener en Enagás, S.A. Esta limitación ha sido reducida al 5% en virtud de la Ley 62/2003 de 30 de diciembre de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- Establece la cesión del 25% del contrato de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb-Europa a favor de

comercializadoras de gas no pertenecientes a GAS NATURAL durante un período de tres años. El 75% restante de dicho contrato se asigna a Enagás, S.A. quien lo vende a las empresas distribuidoras para el suministro al mercado regulado. También establece que desde el 1 de enero de 2004 el gas natural de este contrato se ha de aplicar preferentemente al suministro a tarifa.

- Fija el 1 de enero de 2003 como fecha a partir de la cual ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas, de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio, que actúen en el sector de gas natural, podrá aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70 % del consumo nacional. A los efectos del cálculo de dicho porcentaje no se considerarán los autoconsumos.
- Adelanta el calendario de liberalización total, fijando el 1 de enero de 2003 como fecha tope para que todos los clientes tengan la consideración de elegibles.
- Establece un nuevo régimen retributivo, de tarifas, peajes y cánones y de liquidación.
- Adelanta al 1 de enero de 2005 la fecha en que finaliza la exclusividad de las autorizaciones de distribución. No obstante, el Decreto-Ley 5/2005 restableció la exclusividad de dichas autorizaciones administrativas, sin plazo máximo.

El Real Decreto 949/2001 define las actividades reguladas y los criterios con los que se fija el marco económico integral del sector, tanto para la determinación de la retribución y fijación de tarifas y peajes, como para el proceso de liquidaciones.

Los criterios referentes a la retribución de las actividades del sistema son:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas. Para ello, la remuneración anual incluye la amortización del coste reconocido de inversión.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos invertidos.
- Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

Asimismo, definió el sistema de acceso de terceros a la red: los sujetos con derecho de acceso, cómo realizar la solicitud, los plazos de la misma, las causas de denegación de acceso, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema.

Por otro lado, las tarifas, que deberán asegurar la recuperación de las retribuciones de los agentes del sistema y la Comisión Nacional de Energía, imputadas al suministro del mercado regulado, han de ser únicas e iguales en todo el territorio nacional, diferenciadas por el nivel de presión de suministro y el nivel de consumo del cliente, y se actualizarán con la evolución del coste de la materia prima.

Los peajes deberán ser no discriminatorios, únicos e iguales en todo el territorio nacional y estar basados en los costes incurridos por el uso de las redes, plantas de regasificación y almacenamiento de los clientes.

Tanto para las tarifas como para los peajes se establece una estructura por niveles de presión de suministro y nivel de consumo del cliente.

El Ministerio de Economía es el encargado de establecer las tarifas de venta de gas natural por los distribuidores a los consumidores regulados, los precios de cesión de gas natural de los transportistas a los distribuidores y los peajes y cánones de los servicios de acceso de terceros a las infraestructuras gasistas. A principios del 2002, se desarrolló dicho Real Decreto con la aprobación de las correspondientes órdenes ministeriales de retribución, tarifas y peajes correspondientes al año 2002.

El nuevo marco se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de las tarifas, peajes y cánones. Puesto que cada uno de los agentes no recauda su retribución reconocida, se hace necesario un procedimiento de liquidaciones que reasigne los ingresos del sistema. Dicho procedimiento de liquidaciones quedó finalmente desarrollado en la Orden 2692/2002 del Ministerio de Economía, de 28 de octubre de 2002. Esta Orden establece los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural y de las cuotas con destinos específicos, y ha establecido el sistema de información que deben presentar las empresas. El agente encargado de llevar a cabo estas liquidaciones será la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre ha regulado las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, así como las relaciones entre las empresas gasistas y los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado. Asimismo ha establecido los procedimientos necesarios para el acceso de los clientes residenciales al mercado libre, así como los cambios entre comercializadores, haciendo posible, desde el 1 de enero de 2003, la libre elección de suministrador por parte de cualquier consumidor.

El 17 de enero de 2003, el 19 de enero de 2004 y el 31 de enero de 2005, el Boletín Oficial del Estado (BOE) publicó las correspondientes actualizaciones de las Órdenes Ministeriales sobre retribuciones, peajes y tarifas para su aplicación en los años 2003, 2004 y 2005 respectivamente. La Orden 4099/2005 de 27 de diciembre del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio actualiza el régimen retributivo de las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compraventa de gas en el mercado regulado, distribución, suministro a tarifa de gas natural y retribución al Gestor Técnico del Sistema.

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y la diversificación de abastecimiento de gas natural establece:

- Obligación de mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalente a 35 días de sus ventas firmes para transportistas, comercializadores y consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso.
- Obligación de diversificar los aprovisionamientos para transportistas, comercializadores y consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso, de modo que la suma de los aprovisionamientos procedentes del principal proveedor del mercado español no superen el 60%.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, avanza en la reforma de los mercados energéticos mediante la adopción de medidas para fomentar un

comportamiento más eficiente de los agentes y profundizar en una liberalización ordenada del sector, estableciendo determinadas condiciones para el paso del mercado libre al mercado regulado para cierto tipo de clientes, lo que supone acotar el mercado regulado.

El Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, agiliza el régimen de paso de clientes al mercado libre y regula la realización de actividades no reguladas conexas por las sociedades distribuidoras.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha aprobado con fecha 5 de octubre de 2005 una Orden en virtud de la cual se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En particular, se establecen los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema, coordinando la actividad de todos los sujetos o agentes que intervienen en dicho sistema, todo ello para garantizar su correcto funcionamiento y la continuidad, calidad y seguridad del gas natural y de los gases manufacturados por canalización.

El 27 de octubre de 2005 se publicó la Orden ITC 3321/2005 por la que se modifica la fórmula para el cálculo del coste de la materia prima (CMP) previsto para el año 2005. En esta orden se reconoce el extracoste ocasionado en el suministro de gas al mercado regulado, como consecuencia de:

- Una demanda en 2005 superior a la previsión realizada en 2004 a efectos de calcular los costes de suministro de gas al mercado regulado.
- La diferencia del coste de adquisición del gas en los mercados internacionales respecto a la CMP, de estas cantidades adicionales no previstas.

La ITC 3321/2005 ha estimado un extracoste de 83 millones de euros que será posteriormente corregido al disponer de los datos definitivos de ventas y coste de adquisición correspondientes a 2005.

Asimismo, la ITC 4101/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen las tarifas del gas natural para el 2006, incluye en la estructura de cálculo de la CMP el coste previsto para el aprovisionamiento en los meses de invierno (conforme a lo que ya se había reconocido en la ITC 3321/2005, de 27 de octubre) de forma que permite una mejor formación de precios en el mercado liberalizado.

Por otra parte, se suprimen las tarifas de los grandes consumidores (más de 100GWh/año), centrales térmicas e interrumpibles, de forma que deberán suministrarse en el mercado liberalizado creándose un período transitorio de 3 a 12 meses hasta la eliminación definitiva de estas tarifas.

Por último, el pasado 30 de diciembre de 2005 se publicó la Orden ITC 4099/2005 por la que se actualiza la retribución para el año 2006 de las actividades reguladas del sector gasista en España, de acuerdo con el marco aprobado en febrero de 2002.

La retribución de distribución reconocida a GAS NATURAL para el año 2006 asciende a 1.052 millones de euros (incluida retribución específica), lo que representa un incremento del 5,6% respecto a la del año anterior. Este aumento obedece al crecimiento previsto de la actividad del Grupo para el ejercicio 2006, a la previsión de IPH realizada por el regulador y al mantenimiento de los factores de eficiencia.

La retribución estimada a percibir por el concepto de suministro a tarifa en el año 2006 será aproximadamente un 8% superior a la del año 2005 debido al crecimiento del mercado regulado a presiones de suministro inferiores a 4 bar, al incremento de los coeficientes de remuneración y a un mayor coste de la materia prima.

En relación con el transporte secundario, la retribución histórica se ha actualizado de acuerdo con el 85% del IPH y la incorporación de nuevas infraestructuras, alcanzando los 18 millones de euros.

b) *Regulación del sector del gas natural en Latinoamérica*

En Brasil, Colombia y México existen marcos regulatorios y tarifarios estables que definen los procedimientos y trámites necesarios para la revisión periódica de tarifas y de márgenes de distribución. La revisión tarifaria se lleva a cabo con periodicidad quinquenal mediante la presentación ante los entes regulatorios correspondientes de los expedientes tarifarios.

En México, el mercado está totalmente liberalizado salvo la producción doméstica de gas, siendo PEMEX el operador dominante. Brasil también cuenta con un mercado liberalizado, aunque Petrobras cuenta con una significativa posición de dominio. En Colombia, las autoridades han fijado como límite a la participación en el negocio de la distribución de gas a un máximo del 30% de los usuarios del país a partir de 2015. Igualmente, se ha fijado un límite para la comercialización del gas natural a usuarios finales hasta un máximo del 25% del mercado (excluyendo centrales térmicas, instalaciones petroquímicas y usos propios). Además, las empresas transportadoras no podrán realizar de manera directa ninguna actividad de producción, comercialización o distribución (y viceversa). También se limita al 25% la participación accionarial que las empresas transportadoras puedan tener en las empresas de producción, comercialización o distribución de gas (y viceversa).

En Argentina como consecuencia de la crisis de 2001, se produjo una congelación y pesificación de las tarifas. En la actualidad existe un acuerdo, pendiente de aprobación del Decreto correspondiente, que implica una actualización tarifaria y el asentamiento de las bases para el establecimiento de un sistema estable de retribución de las distribuidoras basado, como en los otros países, en la adecuada retribución de los activos.

En el año 2004 se resolvieron favorablemente los expedientes tarifarios de Compañía Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro, S.A. (Ceg, S.A.) en Brasil; de Gas Natural, S.A. ESP, Gases de Barrancabermeja S.A. ESP y Gas Natural de Oriente, S.A. ESP en Colombia; y Comercializadora de Metrogas, S.A. de C.V. en México. En el primer semestre de 2005 se han resuelto los expedientes tarifarios de Ceg Rio, S.A. y de Gas Natural SPS, S.A. en Brasil.

El 20 de julio 2005 el presidente de Gas Natural BAN, S.A. y los ministros de Economía y producción y Planificación federal, inversión pública y servicios del Gobierno argentino firmaron un Acta Acuerdo por el cual y, entre otros aspectos, se establecía un incremento de tarifas a cuenta del futuro marco tarifario equivalente a un aumento del 27% en el margen de distribución de la sociedad, aplicable a partir de noviembre del 2005.

En la actualidad el Acta Acuerdo ha sido aprobado por el poder legislativo de forma tácita y esta pendiente de la firma del decreto correspondiente por parte del

Presidente de la República para poder efectivizar lo escrito en ella con carácter retroactivo al mes de noviembre de 2005.

c) *Regulación del sector del gas natural en Italia*

Desde el año 2004, el sector de gas en Italia está plenamente liberalizado, salvo en Sicilia, que se declaró zona de desarrollo emergente, y en la que se establecieron protecciones abriendo a la competencia únicamente aquellos municipios con más de 10.000 puntos de suministro. A partir de enero de 2006, se liberalizarán todos los municipios con más de 5.000 puntos de suministro. Existe igualmente una separación legal obligatoria del operador del sistema de transporte, así como unas limitaciones en los porcentajes máximos de aprovisionamiento y de comercialización para favorecer la competencia y la entrada de nuevos operadores.

d) *Regulación del sector de electricidad en España*

La base del marco regulatorio del sector eléctrico español es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que desarrolla la Directiva Europea 96/92/CE (derogada más tarde por la 2003/54/CE) sobre normas comunes para el Desarrollo del Mercado Interior de Electricidad.

Esta Ley reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico, introduciendo criterios de competencia e iniciando el proceso de liberalización, siendo sus principios básicos:

- Garantizar el suministro eléctrico.
- Garantizar la calidad de dicho suministro.
- Obtener el menor coste posible.
- Mejora de la eficiencia energética.
- Protección del medioambiente.

Los cambios fundamentales de la Ley 54/1997 con respecto a la anterior organización del sector eléctrico español (Ley de Ordenación del Sector Eléctrico - LOSEN- de diciembre de 1994) son los siguientes:

- No reserva al Estado ninguna actividad integrante del suministro, por lo que desaparece la explotación unificada.
- Se garantiza el suministro a todos los consumidores, sustituyendo este concepto al de servicio público.
- Reconoce el derecho a la libre instalación de plantas generadoras y establece una planificación indicativa que tiene como objeto facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de las empresas.
- Crea la figura de la comercialización de acuerdo con los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente.
- Basa la optimización económica del sistema de producción en la libre competencia de los agentes del mercado, dentro del marco de un mercado

mayorista organizado de producción eléctrica (desarrollado por el Real Decreto 2019/1997).

- Se establece la figura del Operador de Mercado (OMEL) para la gestión económica del mercado y del Operador del Sistema (REE) para la gestión técnica del mismo. Asimismo se crea la figura de la Comisión Nacional de Energía, como órgano regulador del sector eléctrico.
- Considera el transporte y la distribución como monopolios naturales, pero las redes son puestas a disposición de sujetos del sistema y consumidores a través del acceso de terceros a la red. La retribución de dichas actividades se fija regulatoriamente y existe una planificación de carácter vinculante.
- Establece el principio de separación jurídica entre actividades reguladas (transporte y distribución) y no reguladas (generación y comercialización).
- Liberaliza progresivamente la comercialización en un plazo de 10 años.

Con respecto al nuevo marco económico del sector, establecido por la Ley 54/1997, se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de la tarifa integral y tarifas de peaje. Ambas deben asegurar la recuperación de las retribuciones de las actividades reguladas, han de ser únicas e iguales en todo el territorio nacional y diferenciadas por el nivel de tensión de suministro y el nivel de consumo del cliente.

Puesto que cada uno de los agentes no recauda su retribución reconocida, se hace necesario un procedimiento de liquidaciones que reasigne los ingresos del sistema. Dicho procedimiento de liquidaciones se estableció con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y designa a la Comisión Nacional de Energía como la responsable de realizar las liquidaciones reguladas.

La retribución de las actividades reguladas del transporte y la distribución se establece en el Real Decreto 2819/1998 y contempla el reconocimiento de los costes de inversión de los titulares de las instalaciones en el período de vida útil y de los costes de operación y mantenimiento, además de una rentabilidad razonable de los recursos invertidos. La retribución del transporte es por instalación física, mientras que la retribución de la distribución se actualiza con el incremento de energía.

La retribución de la actividad no regulada de generación se hace con base a los precios del mercado de producción eléctrica y al concepto de garantía de potencia, que es la señal económica para incentivar la construcción de nuevas centrales de generación en el sistema que fija la Administración. Adicionalmente, se reconocen el derecho de la generación a percibir unos ingresos para compensar los denominados Costes de Transición a la Competencia, existentes al cambiar el sector eléctrico al régimen de competencia.

Por otro lado, la comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

En el año 2000, el Consejo Europeo solicitó medidas urgentes para la plena liberalización de los mercados interiores de la electricidad y el gas y como consecuencia de ello, el 23 de junio de 2000 se aprueba el Real Decreto Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, cuyos aspectos más destacables fueron:

- Establece la total liberalización del suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero del año 2003 y la desaparición de las tarifas de alta tensión el 1 de enero de 2007.
- Instrumenta nuevas formas de contratación de los comercializadores (contratos bilaterales con el régimen especial y con agentes externos), para aumentar la competencia a través de los comercializadores no integrados en grupos empresariales con unidades de producción en España.
- Obliga a determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo (aquellas con una potencia instalada superior a 50 MW, acogidos al Real Decreto 2366/1994) a que acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes de energía eléctrica.
- Limita el incremento de la capacidad de producción de los grupos eléctricos que ostentan una cuota de mercado superior al 20% (3 años) ó al 40% (5 años).

El Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de producción eléctrica, así como las relaciones entre las empresas eléctricas y los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado y tanto para contratos de acceso, como de suministro. Asimismo regula el proceso de las autorizaciones y cierre de instalaciones y la calidad de servicio del suministro.

En el año 2001, se aprobó un nuevo desarrollo sobre las tarifas de acceso a redes, el Real Decreto 1164/2001. Dicho Real Decreto mantiene la estructura binomial de las tarifas, pero establece una nueva estructura simplificando las tarifas domésticas y de uso general y creando una tarifa de tres períodos para alta tensión, además de simplificarlas también.

Anualmente se publica un Real Decreto estableciendo la tarifa eléctrica. El Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2005.

Además, el Gobierno ha aprobado el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA) que asigna los derechos de emisión gratuitos para cada instalación, con el objeto de cumplir con los compromisos del Protocolo de Kyoto.

En noviembre de 2004, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio encargó a un experto independiente la elaboración de un Libro Blanco sobre la generación de electricidad, recientemente terminado, y enfocado a ofrecer un diagnóstico del mercado de electricidad e incluir propuestas de reforma sobre aquellos aspectos que considere que necesitan una revisión en profundidad.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, del 11 de marzo, establece una serie de medidas urgentes para el impulso de la productividad y para la mejora de la contratación pública. Las medidas tienen en cuenta el futuro Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), incorporando el mercado a plazo en la estructura del mercado de producción. Además, homogeneiza las condiciones entre mercado libre y mercado regulado, exige avales para tramitar autorizaciones de instalaciones de generación, racionaliza el desarrollo de las instalaciones de distribución y obliga a las empresas distribuidoras a difundir mayor información de sus clientes para permitir a las comercializadoras presentar mejores ofertas a sus clientes.

e) *Regulación del sector de electricidad en Puerto Rico*

El sector eléctrico de Puerto Rico está controlado por la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE o PREPA), corporación pública integrada verticalmente. PREPA se fundó en 1941 como una corporación pública e instrumento de la Commonwealth de Puerto Rico, como se recoge en el artículo 83 de la legislación de Puerto Rico.

PREPA se creó con la misión de conservar y desarrollar el agua y la generación de electricidad de Puerto Rico. Actualmente, genera el 70% de la demanda del país, posee la totalidad de la transmisión y distribución eléctrica y es una de las mayores empresas de electricidad de servicio público en Estados Unidos. PREPA tiene amplios poderes bajo el artículo 83 y se autorregula en materia de tarifas y estándares de calidad de servicio.

Nota 3. Transición a las NIIF

3.1 Base de la transición a las NIIF

3.1.1 Aplicación de NIIF 1

El Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo del 19 de julio de 2002 estableció que, todas las sociedades con cotización oficial que se rijan por el Derecho de un estado miembro de la Unión Europea deberán presentar sus cuentas consolidadas de los ejercicios que se inicien el 1 de enero de 2005, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que hayan sido convalidadas por la Unión Europea. Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2004 fueron preparadas de acuerdo con el Plan General de Contabilidad. Los principios contables incluidos en estas cuentas han sido considerados como Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados Anteriores, tal y como se definen en la NIIF 1, para la preparación del balance de situación consolidado de apertura a 1 de enero de 2004 (fecha de transición).

Estas cuentas anuales consolidadas han sido preparadas según se describe en la Nota 2.1. GAS NATURAL ha aplicado NIIF 1 para elaborar estas cuentas anuales consolidadas, aplicando todas las excepciones obligatorias y algunas de las exenciones optativas a la aplicación retroactiva de las NIIF.

La fecha de transición de GAS NATURAL es el 1 de enero de 2004. GAS NATURAL ha preparado su balance bajo NIIF inicial a dicha fecha. La fecha de adopción de las NIIF por GAS NATURAL es el 1 de enero de 2005.

3.1.2 Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por GAS NATURAL

a) *Combinaciones de negocios*

GAS NATURAL ha aplicado la exención recogida en la NIIF 1 para las combinaciones de negocios. Por lo tanto, no ha reexpresado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a la fecha de transición de 1 de enero de 2004.

b) *Valor razonable o revaloración como coste atribuido*

El valor de los activos materiales reexpresados según la revaloración de balances del año 1996 en España (que practicó un ajuste al coste amortizado para reflejar los cambios en el IPC) y los valores de valoración ajustados por inflación según los principios contables en vigor en los correspondientes países (Colombia y México) son designados como coste atribuido. Los activos recibidos por GAS NATURAL a título gratuito antes de la fecha de transición han sido registrados a su valor razonable como activos materiales. A la fecha de transición su valor se designa como coste atribuido.

c) *Retribución a los empleados*

GAS NATURAL ha optado por reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas a 1 de enero de 2004.

d) *Diferencias de cambio*

GAS NATURAL ha elegido valorar a cero las diferencias de cambio con anterioridad a 1 de enero de 2004. Esta exención se ha aplicado a todas las sociedades dependientes de acuerdo con lo estipulado en la NIIF 1. La aplicación de esta exención se detalla en la Nota 3.2.2. (concepto 11).

e) *Instrumentos financieros compuestos*

GAS NATURAL no ha emitido ningún instrumento financiero compuesto, por lo que esta exención no es aplicable.

f) *Activos y pasivos de sociedades dependientes, asociadas y entidades controladas conjuntamente*

Esta exención no es aplicable.

g) *Reexpresión de comparativas respecto de la NIC 32 y la NIC 39*

GAS NATURAL ha decidido no aplicar esta exención y ha aplicado la NIC 32 y la NIC 39 desde la fecha de transición (1 de enero de 2004).

h) *Designación de activos financieros y pasivos financieros*

GAS NATURAL ha reclasificado varios títulos como inversiones disponibles para la venta a la fecha de transición según la NIC 39, que según Principios contables españoles estaban registrados como Otras inversiones financieras.

i) *Pagos basados en acciones*

GAS NATURAL se ha acogido a la exención y no ha aplicado la NIIF 2 a pasivos liquidados antes del 1 de enero de 2005.

j) *Contratos de seguros*

Esta exención no es aplicable en GAS NATURAL.

k) *Pasivos por desmantelamiento incluidos en el coste del inmovilizado*

GAS NATURAL no ha detectado a 1 de enero de 2005 ningún activo que pudiera incurrir en costes por desmantelamiento o similares, por lo cual no se aplica esta exención.

l) *Valoración inicial de activos y pasivos financieros por su valor razonable*

GAS NATURAL no ha aplicado la exención contemplada en la NIC 39 revisada, respecto del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados de instrumentos financieros para los que no existe un mercado activo. Por tanto, esta exención no es aplicable.

3.2 Conciliación entre NIIF y Principios contables españoles

Las conciliaciones presentadas a continuación muestran la cuantificación del impacto de la transición a las NIIF en GAS NATURAL. La conciliación proporciona el impacto de la transición con los siguientes detalles:

- Resumen de Patrimonio neto consolidado (Nota 3.2.1).
- Patrimonio consolidado a 1 de enero de 2004 (Nota 3.2.2).
- Patrimonio consolidado a 31 de diciembre de 2004 (Nota 3.2.3).
- Resultado para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004 (Nota 3.2.4).

GAS NATURAL no presenta un Estado de flujos de efectivo según principios contables españoles.

3.2.1 Resumen de la conciliación del patrimonio neto consolidado

	A 1.1.04	Concepto 3.2.2	A 31.12.04	Concepto 3.2.3
TOTAL PATRIMONIO NETO según principios contables españoles	4.520		4.899	
Ajuste de activos materiales	(4)	2	(24)	2
Ajuste de fondo de comercio (ajustes de conversión acumulados)	(26)	3	(30)	3, 4 y 17
Otros ajustes de fondo de comercio	-	-	7	3
Ajuste de gastos diferidos y otros activos intangibles	(23)	1, 4 y 7	(32)	1, 4 y 8
Ajuste por valor razonable de activos disponibles para la venta	-	-	58	6
Ajuste de instrumentos financieros	(6)	-	(20)	13, 14 y 19
Ajuste en inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	(1)	-	(5)	-
Efecto acumulado de otros conceptos no significativos	(6)	-	(6)	-
Ajustes de impuestos diferidos	(10)	5 y 14	(20)	5 y 17
Ajuste de intereses minoritarios	(14)	-	(36)	-
TOTAL PATRIMONIO NETO según NIIF	4.430		4.791	

3.2.2 Conciliación del patrimonio consolidado a 1 de enero de 2004

Concepto	Principios contables españoles	Efecto de la transición a NIIF	NIIF
Gastos de establecimiento	1	6	(6)
Inmovilizado material	2	5.152	338
Fondo de comercio	3	208	(26)
Otros activos intangibles	4	1.154	(350)
inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación		435	(1)
Activos por impuestos diferidos	5	41	127
Activos financieros disponibles para la venta (*)		36	-
Otros activos financieros no corrientes	6	197	(9)
Gastos diferidos	7	411	(411)
ACTIVOS NO CORRIENTES		7.640	(338)
Existencias		318	-
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8	1.449	(102)
Otros activos financieros corrientes	9	497	(337)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	10	105	337
ACTIVOS CORRIENTES		2.369	(102)
TOTAL ACTIVOS		10.009	(440)
Capital social		448	-
Reservas ajustes por valoración		-	(8)
Ganancias acumuladas y otras reservas		4.342	(550)
Diferencias de cambio	11	(482)	482
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad		4.308	(76)
Intereses minoritarios		212	(14)
TOTAL PATRIMONIO		4.520	(90)
Deuda financiera		1.936	(5)
Instrumentos financieros derivados		-	6
Otros pasivos no corrientes	12	833	(400)
Provisiones		167	-
Provisiones por obligaciones con el personal	13	64	14
Pasivos por impuestos diferidos	14	80	76
Ingresos diferidos	15	297	(5)
PASIVOS NO CORRIENTES		3.377	(314)
Deuda financiera		536	(5)
Otros pasivos corrientes		232	(2)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	16	1.280	(29)
Pasivos por impuesto sobre las ganancias corrientes		64	-
PASIVOS CORRIENTES		2.112	(36)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		10.009	(440)

(*) Registrado como Otras inversiones financieras bajo principios contables españoles.

Conceptos de explicación de los efectos de transición a NIIF

Se detallan a continuación las explicaciones y cuantificación de los diferentes conceptos enumerados en la conciliación incluida en el punto anterior.

1. Gastos de establecimiento

Cancelación a otras reservas de todos los gastos que no cumplan los criterios de consideración como activos inmateriales según NIC 38 (6)

2. Inmovilizado material

a) Reclasificación de activos adquiridos como arrendamientos financieros	349	
b) Otros	(11)	338

a) Reclasificación de activos (buques criogénicos para el transporte de GNL) adquiridos como arrendamientos financieros de otros activos intangibles a Inmovilizado material. Al cumplir las especificaciones de la NIC 17p10 dichos activos son considerados, dado su naturaleza, como inmovilizado material (ver concepto 4).

b) Eliminación de varios activos que no cumplen los requisitos de la NIC 16.

De estos ajustes, un importe de 4 millones de euros afectan a las Reservas del Grupo y 7 millones de euros a intereses minoritarios.

3. Fondo de comercio

Diferencias de cambio (26)

Según la NIC 21, se valora el fondo de comercio en la moneda funcional de la compañía adquirida, convertida en euros en la fecha de cierre del balance y se ajusta la diferencia en reservas por diferencias de conversión. GAS NATURAL ha optado por la aplicación retroactiva a la fecha de transición a fin de homogeneizar el tratamiento de todo su fondo de comercio.

El fondo de comercio ha sido sometido a pruebas de deterioro a 1 de enero de 2004, sin que se haya identificado ninguna pérdida.

El fondo de comercio ha sido asignado a las Unidades generadores de efectivo (UGE) para llevar a cabo dicha prueba de deterioro. Cada UGE representa la inversión de GAS NATURAL en cada país por segmento de negocio (segmento principal de presentación).

Se presenta a continuación un desglose a nivel del segmento de la asignación del fondo de comercio:

	<u>Distribución</u>	<u>Electricidad</u>	<u>Total</u>
Brasil	16	-	16
Puerto Rico	-	135	135
México	31	-	31
Total	47	135	182

El importe recuperable de las UGE ha sido determinado a partir de los cálculos de valor en uso. Dichos cálculos utilizan proyecciones de flujos de efectivo basados en los presupuestos financieros aprobados por la Dirección por un período de 5 años, teniendo en cuenta el rendimiento histórico y las expectativas en la evolución del mercado. Los flujos de efectivo más allá del período de 5 años son extrapolados usando los coeficientes de crecimiento estimados del 0,0% al 1,0%. La tasa de crecimiento no excede la tasa de crecimiento medio a largo plazo para el negocio en el cual opera la UGE. Las tasas de descuento se determinan a partir de los datos de mercado y fluctúan entre un 6% y un 13% para las UGE.

GAS NATURAL considera que, teniendo en cuenta los conocimientos actuales, cambios en las hipótesis claves mencionadas sobre las que se determinan los importes recuperables, no provocarían que los importes registrados de las UGE superaran dichos importes recuperables.

4. Otros activos intangibles

a) Reclasificación de activos adquiridos como arrendamientos financieros	(349)	
b) Otros ajustes	(1)	(350)

a) Reclasificación de activos (buques criogénicos para el transporte de GNL) adquiridos como arrendamientos financieros. Al cumplir las especificaciones de la NIC 17p10 son considerados, dado su naturaleza, como inmovilizado material (ver concepto 2).

b) Según Principios contables españoles, los activos intangibles de los cuales se espera que reporten beneficios en períodos futuros, han sido registrados a su coste de adquisición, ajustado por su amortización lineal durante dicho período. En la medida que dichos activos no se ajustan a la definición de activo de las NIIF, han sido dados de baja contra otras reservas.

5. Activos por impuestos diferidos

a) Reclasificación desde clientes y otras cuentas a cobrar (ver concepto 8)	101	
b) Inclusión de activos por impuestos diferidos	12	
c) Ajuste de activos por impuestos diferidos	14	127

a) Reclasificación con otros epígrafes del balance (ver concepto 8).

b) Reconocimiento según la NIC 12 de activos por impuestos diferidos relacionados con créditos fiscales (principalmente por bases imponibles negativas) que no habían sido reconocidos según Principios contables españoles.

c) Reconocimiento de activos por impuestos diferidos según la NIC 12, por los ajustes registrados en Otras reservas en la fecha de transición.

De dichos ajustes, 24 millones de euros corresponden a reservas del Grupo y 2 millones de euros a intereses minoritarios.

6. Otros activos financieros no corrientes

Reclasificación de intereses con el fin de presentar los activos a su valor actual (ver concepto 15) (9)

7. Gastos diferidos

a)	Reclasificación de gastos por arrendamiento financiero	(392)	
b)	Reclasificación de gastos por emisión de deuda (menos pasivos)	(3)	
c)	Ajustes por gastos de primer establecimiento y otros	(16)	(411)

a) Reclasificación con otros pasivos (corrientes y no corrientes) del balance a fin de presentar los pasivos por arrendamientos financieros según la NIC 17.

b) Reclasificación para reflejar los pasivos financieros netos (ver concepto 12 para la reclasificación a pasivos no corrientes).

c) Según los principios contables españoles, los gastos diferidos de los que se espera que reporten beneficios en períodos futuros, han sido registrados a su coste de adquisición, ajustado por su amortización lineal durante dicho período futuro. Dichos gastos diferidos no cumplieron la definición de activo según las NIIF, por lo que han sido dados de baja contra otras reservas.

8. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Reclasificación a Activos por impuestos diferidos (ver concepto 5)	(101)	
Otros	(1)	(102)

9. Otros activos financieros corrientes

a)	Reclasificación a Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo (ver concepto 10).	(337)
----	--	-------

a) Las cuentas a la vista con entidades de crédito e inversiones a corto plazo de gran liquidez (a menos de 3 meses desde la adquisición) han sido reclasificados como efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo.

10. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo

Reclasificación de otras inversiones financieras corrientes (ver concepto 9)	337
--	-----

11. Diferencias de cambio

Reexpresión de la reserva por diferencias de cambio cero (contra ganancias acumuladas)

482

12. Otros pasivos no corrientes

Reclasificación de gastos de arrendamiento (ver concepto 7)	(390)	
Reclasificación a provisiones por obligaciones con el personal (ver concepto 13)	(9)	
Otros	<u>(1)</u>	(400)

13. Provisiones por obligaciones con el personal

Reclasificación desde deuda financiera	5	
Reclasificación desde otros pasivos no corrientes (ver concepto 12)	<u>9</u>	14

14. Pasivos por impuestos diferidos

Reclasificación desde acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (ver concepto 16)	35	
a) Inclusión de pasivos por impuestos diferidos	38	
b) Ajuste de pasivos por impuestos diferidos	<u>3</u>	76

a) Reconocimiento según la NIC 12 de pasivos por impuestos diferidos, que no fueron reconocidos según principios contables españoles anteriores.

b) Reconocimiento de pasivos por impuestos diferidos, según la NIC 12, por el efecto fiscal de los ajustes registrados en patrimonio en la fecha de transición.

De estos ajustes, 34 millones de euros corresponden a Reservas de la compañía y 7 millones de euros a intereses minoritarios.

15. Ingresos a distribuir en varios ejercicios

Reclasificación de otros activos financieros no corrientes (ver concepto 6)	(9)	
Otros	<u>4</u>	(5)

16. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Reclasificación a pasivos por impuestos diferidos (ver concepto 14)	(35)	
Otros	<u>6</u>	(29)

3.2.3 Conciliación del patrimonio consolidado a 31 de diciembre de 2004

	Concepto	Principios contables españoles	Efecto de la transición a NIIF	NIIF
Gastos de establecimiento	1	7	(7)	-
Inmovilizado material	2	6.222	299	6.521
Fondo de comercio	3	469	(135)	334
Otros activos intangibles	4	1.117	(163)	954
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación		302	(5)	297
Activos por impuestos diferidos	5	38	123	161
Activos financieros disponibles para la venta	6	94	56	150
Otros activos financieros no corrientes	7	198	(4)	194
Gastos diferidos	8	424	(424)	-
ACTIVOS NO CORRIENTES		8.871	(260)	8.611
Existencias		264	-	264
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9	1.928	(78)	1.850
Otros activos financieros corrientes	10	184	(120)	64
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	11	90	116	206
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta		-	2	2
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		2.466	(80)	2.386
TOTAL ACTIVOS		11.337	(340)	10.997
Capital social		448	-	448
Reservas ajustes por valoración		-	17	17
Ganancias acumuladas y otras reservas		4.695	(568)	4.127
Diferencias de cambio	12	(500)	479	(21)
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad		4.643	(72)	4.571
Intereses minoritarios		256	(36)	220
TOTAL PATRIMONIO		4.899	(108)	4.791
Deuda financiera	13	2.125	(45)	2.080
Instrumentos financieros derivados	14	-	72	72
Otros pasivos no corrientes	15	837	(374)	463
Provisiones		199	1	200
Provisiones por obligaciones con el personal	16	66	22	88
Pasivos por impuestos diferidos	17	126	165	291
Ingresos diferidos	18	415	(6)	409
PASIVOS NO CORRIENTES		3.768	(165)	3.603
Deuda financiera	19	723	(19)	704
Otros pasivos corrientes		312	(3)	309
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	20	1.553	(45)	1.508
Pasivos por impuestos sobre las ganancias corrientes		82	-	82
PASIVOS CORRIENTES		2.670	(67)	2.603
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		11.337	(340)	10.997

Conceptos de explicación de los efectos de transición a NIIF

Se detallan a continuación las explicaciones y cuantificación de los diferentes conceptos enumerados en la conciliación incluida en el punto anterior.

1. Gastos de establecimiento

Cancelación de todos los gastos que no cumplan los criterios para activos inmateriales según la NIC 38

(7)

2. Inmovilizado material

Reclasificación de activos adquiridos bajo arrendamientos financieros	337	
Ajustes por la eliminación de la inflación (Colombia y México)	(27)	
Reclasificación de activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	(2)	
Otras reclasificaciones de otros activos intangibles	5	
Otros ajustes	(14)	299

Otros ajustes incluye 11 millones de euros eliminados en la fecha de transición.

De estos ajustes, 24 millones de euros corresponden a reservas de la compañía y 17 millones de euros a intereses minoritarios.

3. Fondo de comercio

Diferencias de cambio (ajustada en la transición)	(26)	
Diferencias de cambio (correspondiente al período)	(10)	
a) Asignación al fondo de comercio Brasil	(113)	
b) Reclasificación de gastos diferidos Brasil	7	
Reclasificación a otras reservas para adquisiciones a intereses minoritarios	(11)	
Ajuste por cancelación de la amortización del fondo de comercio	18	(135)

a) Se ha realizado una adquisición de participaciones en las compañías brasileñas (ver Nota 31), y el fondo de comercio registrado según principios contables españoles ha sido clasificado como Concesiones administrativas (ver concepto 4). Según principios contables españoles no existía obligación de asignar la contraprestación pagada a los activos intangibles adquiridos en la combinación de negocios.

b) Reclasificación neta del efecto fiscal (conceptos 5 y 8).

4. Otros activos intangibles

Reclasificación de activos adquiridos bajo arrendamientos financieros	(337)	
Asignación del fondo de comercio (concepto 3)	174	
Diferencias de cambio	9	
Otras reclasificaciones a inmovilizado material	(5)	
Otros ajustes	(4)	(163)

5. Activos por impuestos diferidos

Reclasificación de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	82	
Impuesto sobre gastos diferidos reclasificados (conceptos 3 y 8)	3	
Otras reclasificaciones	2	
Inclusión de activos por impuestos diferidos (*)	10	
Ajuste de activos por impuestos diferidos (*)	26	123

(*) De estos ajustes, 25 millones de euros corresponden a Reservas del Grupo y 11 millones de euros a intereses minoritarios.

6. Activos financieros disponibles para la venta



Valor razonable de Naturcorp Multiservicios, S.A.	58	
Otros	(2)	56

7. Otros activos financieros (no corriente)

Reclasificación de intereses a fin de presentar los activos a su valor actual.	(8)	
Otros	4	(4)

8. Gastos diferidos

Reclasificación de gastos de arrendamiento financiero	(361)	
Reclasificación de gastos de emisión de deuda	(2)	
Reclasificación al fondo de comercio (concepto 3)	(10)	
Otras reclasificaciones (NIIF)	(5)	
Ajustes de gastos de primer establecimiento y otros gastos (*)	(46)	(424)

(*) De este ajuste, 21 millones de euros corresponden a Reservas de la compañía y 25 millones de euros a intereses minoritarios.

9. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Reclasificación a activos por impuestos diferidos.	(82)	
Otras reclasificaciones	4	(78)

10. Otros activos financieros (corrientes)

Reclasificación a efectivo y equivalentes al efectivo	(116)	
Otros	(4)	(120)

11. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Reclasificación de otros activos financieros (corrientes)		116
---	--	-----

12. Diferencias de cambio

Reexpresión a cero de la Reserva por conversión existente a la fecha de transición	482	
Movimiento neto de las diferentes de cambio (conceptos 3, 4 y 17)	(4)	
Otros	1	479

13. Deuda financiera (no corriente)

Ajustes valor razonable (*)	(26)	
Reclasificación a instrumentos financieros derivados (concepto 14)	(14)	
Reclasificación a provisiones por obligaciones con el personal	(2)	
Otros	(3)	(45)

(*) Valoración razonable de Deuda financiera cubierta por derivados en concepto 14.

14. Instrumentos financieros derivados

Valoración razonable bajo la NIC 39	58	
Reclasificación de deuda financiera (concepto 13)	<u>14</u>	72

15. Otros pasivos no corrientes

Reclasificación de gastos de arrendamiento	(359)	
Reclasificación a obligaciones por prestaciones por jubilación	(19)	
Otros	<u>4</u>	(374)

16. Provisiones por obligaciones con el personal

Reclasificación de otras cuentas (conceptos 13, 15 y 19)	24	
Otros	<u>(2)</u>	22

17. Pasivos por impuestos diferidos

Reclasificación de acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (concepto 20)	49	
Inclusión de pasivos por impuestos diferidos (*)	29	
Diferencias de cambio	3	
Ajuste de pasivos por impuestos diferidos (*)	<u>84</u>	165

(*) De estos ajustes, 45 millones de euros corresponden a Reservas de la compañía, 7 millones de euros a intereses minoritarios y 61 millones de euros reflejan el impuesto diferido por la asignación del fondo de comercio a Concesiones administrativas (ver conceptos 3 y 4).

18. Ingresos diferidos

Reclasificación con otros activos financieros (no corrientes)	(8)	
Otros	<u>2</u>	(6)

19. Deuda financiera (corriente)

Ajustes valor razonable (*)	(12)	
Reclasificación a provisiones por obligaciones con el personal	(3)	
Otros	<u>(4)</u>	(19)

(*) Valoración razonable de Deuda financiera cubierta por derivados en concepto 14.

20. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Reclasificación a pasivos por impuestos diferidos (concepto 17)	(49)	
Otros	<u>4</u>	(45)

3.2.4 Conciliación del resultado para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004

Concepto	Principios contables españoles	Efecto de la transición a NIIF	NIIF
Importe neto de la cifra de negocio	6.266	-	6.266
Otros ingresos 1	125	(38)	87
Aprovisionamientos 2	(4.228)	(6)	(4.234)
Gastos de personal 3	(246)	41	(205)
Dotación a la amortización 4	(442)	5	(437)
Otros gastos de explotación 5	(576)	(39)	(615)
Beneficio de explotación	899	(37)	862
Resultado financiero neto 6	(140)	(14)	(154)
Pérdidas por deterioro 7	-	(5)	(5)
Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas	58	3	61
Amortización del fondo de comercio	(18)	18	-
Resultado de la enajenación de participaciones en asociadas 8	-	162	162
Resultados extraordinarios 9	125	(125)	-
Beneficio antes de impuestos e intereses minoritarios	924	2	926
Gastos por impuesto sobre las ganancias 10	(234)	3	(231)
Beneficio del ejercicio	690	5	695
Atribuible a:			
Intereses minoritarios	56	(3)	53
Accionistas de la sociedad dominante	634	8	642
	690	5	695

Conceptos de explicación de los efectos de transición a NIIF

Se detallan a continuación las explicaciones y cuantificación de los diferentes conceptos enumerados en la conciliación incluida en el punto anterior.

1. Otros ingresos

Reclasificación de ingresos del trabajo para el inmovilizado	(41)	
Reclasificación de resultados extraordinarios	3	(38)

2. Aprovisionamientos

Reclasificación de resultados extraordinarios		(6)
---	--	-----

3. Gastos de personal

Reclasificación de resultados extraordinarios	(4)	
Reclasificación de ingresos del trabajo para el inmovilizado	41	
Otros ajustes	4	41

4. Dotación a la amortización

Reclasificación de resultados extraordinarios	2	
Amortización de inmovilizado revalorizado	(5)	
Ajuste por la eliminación de la inflación	3	
Eliminación de la amortización de activos intangibles	5	5



5. Otros gastos de explotación

Reclasificación de resultados extraordinarios	(20)	
Ajuste por la eliminación de gastos diferidos	<u>(19)</u>	(39)

6. Resultado financiero neto

Ajuste por la eliminación de la inflación	(11)	
Reclasificación de resultados extraordinarios	(2)	
Ajuste por resultado neto de instrumentos financieros	<u>(1)</u>	(14)

7. Pérdidas por deterioro

Reclasificación de resultados extraordinarios		(5)
---	--	-----

8. Resultado de la enajenación de participaciones en empresas asociadas

Reclasificación de resultados extraordinarios (*)	<u>162</u>	162
---	------------	-----

(*) Reclasificación de ganancias en la venta de acciones de Enagás, S.A.

9. Resultados extraordinarios

Reclasificación a otros conceptos		(125)
-----------------------------------	--	-------

10. Gastos por impuesto sobre las ganancias

Reclasificación de resultados extraordinarios	(8)	
Efecto fiscal diferido de ajustes NIIF	<u>11</u>	3

Nota 4. Información financiera por segmentos

a) *Formato principal de presentación de información por segmentos: segmentos del negocio*

Los segmentos de negocio de GAS NATURAL son:

- *Distribución de gas.* La distribución de gas engloba la actividad de gas regulada, la actividad retribuida de distribución de gas y suministro a tarifa, los servicios de acceso de terceros a la red, además de las actividades no reguladas conexas con la distribución.

La distribución de gas incluye las ventas a clientes regulados en España, Latinoamérica e Italia a precios regulados. Los clientes regulados residen en países donde el mercado del gas natural no ha sido liberalizado, como es el caso de Latinoamérica, o clientes que residen en países donde el mercado del gas natural ha sido liberalizado pero han optado por permanecer dentro del mercado regulado.

- *Electricidad.* Incluye la generación de electricidad mediante centrales de ciclo combinado, proyectos de cogeneración y de generación eólica en España y Puerto Rico y la comercialización de electricidad en España a clientes del mercado liberalizado.

- *Upstream & Midstream (UP & MID):*

- *Upstream.* Incluye la exploración de gas y las actividades de producción y transporte de gas desde el momento de su extracción hasta su llegada a la planta de licuefacción y el proceso de licuefacción.

La actividad Upstream no tuvo operaciones en 2004.

- *Midstream.* Incluye las actividades de la cadena de valor de Gas Natural Licuado (GNL) desde su salida de los países exportadores (plantas de licuefacción) hasta los puntos de entrada de los mercados finales (plantas de regasificación).

Dichas actividades incluyen el transporte del GNL desde la planta de licuefacción mediante transporte marítimo, el proceso de regasificación y la operación del gasoducto Magreb-Europa.

- *Mayoristas y Minoristas (M&M).* Incluye la comercialización de gas natural a clientes mayoristas y minoristas del mercado liberalizado español, además del suministro de productos y servicios relacionados con el gas en España. Asimismo, incluyen las ventas de GNL a mayoristas fuera de España.

Los resultados por segmentos para los ejercicios de referencia son los siguientes:

	Distribución de gas				Electricidad			M&M	UP&MID	Ajustes de Otros consolidación		TOTAL
2005	España	Latino-américa	Italia	Total	España	P.Rico	Total					
INCN segmentos (*)	1.893	1.420	124	3.537	926	133	1.059	5.774	202	135	(2.240)	8.527
INCN entre segmentos (*)	(509)	-	-	(509)	(304)	-	(304)	(1.166)	(157)	(104)	2.240	-
INCN consolidado (*)	1.484	1.420	124	3.028	622	133	755	4.608	105	31	-	8.527
EBITDA (*)	778	317	27	1.122	90	62	152	61	176	8	-	1.519
Dotación a la amortización	(256)	(78)	(2)	(335)	(44)	(16)	(60)	(5)	(48)	(51)	-	(519)
Dotación a provisiones	(5)	(10)	-	(15)	(1)	(2)	(3)	(10)	-	(3)	-	(31)
Beneficio de explotación	517	229	6	752	45	44	89	46	128	(46)	-	969
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(221)
Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas	3	-	-	3	1	-	1	-	-	30	-	34
Resultado de la enajenación de participaciones en empresas asociadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	286
Beneficios antes de impuestos e intereses minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.068
Impuesto de sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(241)
Beneficio de ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	827

	Distribución de gas				Electricidad			M&M	UP&MID	Ajustes de consolidación		TOTAL
2004	España	Latino-américa	Italia	Total	España	P.Rico	Total			Otros		
INCN segmentos *	1.821	1.027	63	2.911	475	118	593	3.952	215	119	(1.524)	6.266
INCN entre segmentos *	(369)	-	(1)	(370)	(145)	-	(145)	(802)	(114)	(93)	1.524	-
INCN consolidado (*)	1.452	1.027	62	2.541	330	118	448	3.150	101	26	-	6.266
EBITDA *	722	228	24	974	44	54	98	107	144	12	-	1.335
Dotación a la amortización	(245)	(47)	(13)	(305)	(17)	(16)	(33)	(3)	(47)	(49)	-	(437)
Dotación a provisiones	(18)	(5)	(1)	(24)	1	(3)	(2)	(10)	2	(2)	-	(36)
Beneficio de explotación	459	176	10	645	28	35	63	94	99	(39)	-	862
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(158)
Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas	6	-	-	6	-	-	-	-	-	55	-	61
Resultado de la enajenación de participaciones en empresas asociadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	162
Beneficios antes de impuestos e intereses minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	926
Impuesto de sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(231)
Beneficio del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	695

(*) INCN corresponde al importe neto de la cifra de negocios. El EBITDA se calcula como el Beneficio de explotación más la dotación a la amortización y la dotación de provisiones operativas.

Los activos, pasivos e inversiones materiales e intangibles por segmentos son los siguientes:

	Activos	Inversiones método de la participación	Pasivos	Inversión combinaciones de negocio
A 31.12.05				
Distribución de gas	7.139	25	(1.795)	619
Electricidad	2.352	7	(237)	796
Upstream & Midstream	552	-	(33)	27
Mayorista y Minorista	2.006	-	(1.086)	16
Otros	236	-	(88)	75
Total	12.285	32	(3.239)	1.533
A 31.12.04				
Distribución de gas	6.219	26	(1.707)	1.184
Electricidad	1.487	1	(170)	416
Upstream & Midstream	500	-	(25)	33
Mayorista y Minorista	1.388	-	(603)	9
Otros	216	270	(70)	64
Total	9.810	297	(2.575)	1.706

Los activos por segmentos consisten principalmente en inmovilizado material, activos intangibles, existencias, derivados designados como cobertura de transacciones comerciales futuras, clientes, deudores y efectivo y otros medios líquidos

equivalentes, así como las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación. Excluyen los saldos deudores con la Hacienda Pública, los activos financieros y los derivados para negociación o cobertura de préstamos. Los activos no considerados ascienden a 1.395 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y a 890 millones de euros a 31 de diciembre 2004.

Los pasivos por segmentos consisten en pasivos de explotación (incluyendo derivados designados como operaciones de cobertura para transacciones futuras). Excluyen conceptos tales como Hacienda Pública acreedora, deuda financiera y los derivados de cobertura correspondientes. Los pasivos no considerados ascienden a 4.707 millones de euros a diciembre de 2005 y a 3.631 millones de euros a diciembre de 2004.

La inversión incluye el inmovilizado material (ver Nota 5) y los activos intangibles (ver Nota 6).

b) Formato secundario de presentación de información por segmentos: segmentos geográficos

El domicilio de GAS NATURAL, donde reside la operativa principal, está ubicado en España. Las áreas de operaciones abarcan principalmente el resto de Europa (Italia y Francia), Latinoamérica, Puerto Rico, los EE.UU. y el Magreb.

El importe neto de la cifra de negocio de GAS NATURAL asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2005	2004
España	6.002	4.449
Resto de Europa	419	210
Latinoamérica	1.420	1.027
Puerto Rico	133	118
EE.UU.	553	462
Total	8.527	6.266

Los activos de GAS NATURAL, que incluyen los activos de explotación según descripción anterior y las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación asignados, según la ubicación de los mismos son los siguientes:

	A 31.12.05	A 31.12.04
España	8.623	7.183
Resto de Europa	676	520
Latinoamérica	2.151	1.636
Puerto Rico	315	268
Magreb	552	500
Total	12.317	10.107

Las inversiones en activos materiales y otros activos intangibles de GAS NATURAL asignadas según la ubicación de los activos son:

	A 31.12.05	A 31.12.04
España	913	830
Resto de Europa	68	27
Latinoamérica	197	127
Puerto Rico	4	6
Magreb	6	18
Total	1.188	1.008

Nota 5. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2005 y 2004 en las diferentes cuentas de inmovilizado material y de sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones ha sido el siguiente:

	Terrenos y construcciones	Buques en régimen de arrendamiento financiero	Instalaciones de gas	Plantas de Ciclos Combinados	Parques de generación eólica	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	Total
A 1.1.04								
Coste bruto	156	352	5.878	576	-	344	409	7.715
Fondo de amortización	(45)	(31)	(1.986)	(60)	-	(131)	-	(2.225)
Valor neto contable	111	349	3.892	516	-	213	409	5.490
Valor neto contable a 1.1.04	111	349	3.892	516	-	213	409	5.490
Diferencias de conversión	(1)	-	(25)	(10)	-	-	1	(35)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	6	-	437	-	18	2	55	518
Inversión	9	-	439	7	-	27	464	946
Desinversión	(1)	-	(6)	(1)	-	-	(10)	(18)
Reclasificaciones y otros	7	-	45	-	14	16	(88)	(6)
Provisiones	-	-	(5)	-	-	-	-	(5)
Dotación a la amortización	(5)	(12)	(295)	(26)	-	(31)	-	(369)
Valor neto contable a 31.12.04	126	337	4.482	486	32	227	831	6.521
A 31.12.04								
Coste bruto	194	352	6.921	567	36	411	831	9.312
Fondo de amortización	(68)	(15)	(2.439)	(81)	(4)	(184)	-	(2.791)
Valor neto contable	126	337	4.482	486	32	227	831	6.521
Valor neto contable a 1.1.05	126	337	4.482	486	32	227	831	6.521
Diferencias de conversión	5	-	(75)	20	-	17	28	245
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	-	147	-	23	170
Inversión	7	-	483	(7)	5	40	573	1.125
Desinversión	-	-	(5)	-	(1)	(5)	(1)	(13)
Reclasificaciones y otros	3	-	90	384	7	(5)	(550)	(71)
Dotación a la amortización	(6)	(12)	(326)	(39)	(8)	(35)	-	(426)
Valor neto contable a 31.12.05	134	325	4.899	868	182	239	904	7.551
A 31.12.05								
Coste bruto	214	352	7.712	988	218	462	904	10.850
Fondo de amortización	(80)	(27)	(2.813)	(120)	(36)	(223)	-	(3.299)
Valor neto contable	134	325	4.899	868	182	239	904	7.551

Los intereses intercalarios activados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2005 en proyectos de inmovilizado durante su construcción ascienden a 23 millones de euros (15 millones de euros a 31 de diciembre de 2004). Los intereses intercalarios en el ejercicio 2005 representan el 10,8 % del total de los costes financieros por endeudamiento neto (9,2 % para el ejercicio correspondiente a 31 de diciembre de 2004).

Las reclasificaciones en 2005 incluyen 2 millones de euros por la inclusión de inmovilizado material a activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta y 2 millones de euros en diciembre 2004.

Los buques criogénicos para el transporte de gas fueron adquiridos en virtud de contratos de arrendamiento financiero (ver Nota 16).

Las reclasificaciones de inmovilizado material a otros activos intangibles se refieren principalmente a la ampliación del gasoducto Magreb-Europa. Se considera como tal durante la fase de construcción y se transfiere a activo inmaterial (concesiones) cuando se completa.

El inmovilizado en curso a 31 de diciembre de 2005 incluye inversiones realizadas en plantas de ciclo combinado en Cartagena, que ascienden a 502 millones de euros (285 millones de euros a 31 de diciembre de 2004), cuya puesta en marcha se ha realizado en enero de 2006 y en Plana del Vent (Tarragona), que ascienden a 189 millones de euros (11 millones de euros a 31 de diciembre de 2004), cuya puesta en marcha se estima para el primer semestre de 2007.

GAS NATURAL mantiene a 31 de diciembre de 2005 compromisos de inversión por 471 millones de euros, básicamente por la construcción de plantas de generación eléctrica por ciclos combinados.

Asimismo, existe un buque criogénico para el transporte de gas con una capacidad de 138.000 metros cúbicos que actualmente se encuentra en construcción y que estará en régimen de arrendamiento financiero conjuntamente con Repsol YPF, S.A. Se estima que este nuevo buque estará operativo en el mes de diciembre de 2007.

Nota 6. Activos intangibles

El movimiento producido en los ejercicios 2005 y 2004 en los activos intangibles es el siguiente:

	Concesiones	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado inmaterial	Subtotal	Fondo de comercio	Total
A 1.1.04						
Coste bruto	818	204	97	1.119	182	1.301
Fondo de amortización	(190)	(124)	(1)	(315)	-	(315)
Valor neto contable	628	80	96	804	182	986
Valor neto contable a 1.0.04	628	80	96	804	182	986
Diferencias de conversión	(21)	-	-	(21)	(9)	(30)
Combinaciones de negocio y otros (Nota 31)	174	2	4	180	161	341
Inversión	1	50	11	62	-	62
Desinversión	-	-	-	-	-	-
Dotación a la amortización	(34)	(32)	(2)	(68)	-	(68)
Reclasificaciones	(1)	-	(2)	(3)	-	(3)
Valor neto contable a 31.12.04	747	100	107	954	334	1.288
A 31.12.04						
Coste bruto	961	256	110	1.327	334	1.661
Fondo de amortización	(214)	(156)	(3)	(373)	-	(373)
Valor neto contable	747	100	107	954	334	1.288
Valor neto contable a 1.1.05	747	100	107	954	334	1.288
Diferencias de conversión	137	2	-	139	30	169
Combinaciones de negocio y otros (Nota 31)	68	-	176	244	95	339
Inversión	2	46	15	63	-	63
Desinversión	-	-	1	1	-	1
Dotación a la amortización	(5*)	(36)	(6)	(93)	-	(93)
Reclasificaciones y otros	40	6	-	46	(3)	43
Valor neto contable a 31.12.05	943	118	293	1.354	456	1.810
A 31.12.05						
Coste bruto	1.244	311	301	1.856	456	2.312
Fondo de amortización	(301)	(193)	(8)	(502)	-	(502)
Valor neto contable	943	118	293	1.354	456	1.810

En el epígrafe de Concesiones se incluye:

- El derecho de uso del gasoducto Magreb-Europa que asciende a 510 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 (425 millones de euros a 31 de diciembre de 2004). Este derecho finalizará en 2021 y podrá ser renovado.
- Concesión de distribución de gas en el área metropolitana de Río de Janeiro que asciende a 220 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 (133 millones de euros a 31 de diciembre de 2004). La concesión finalizará en 2027 y podrá ser renovada.
- Concesión de distribución de gas en el sur del estado de Sao Paulo que asciende a 167 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 (134 millones de euros a 31 de diciembre de 2004). La concesión finalizará en 2030 y podrá ser renovada.

El epígrafe Otro inmovilizado inmaterial incluye principalmente proyectos en desarrollo para parques de generación eólica nuevos y asciende a 176 millones de euros a 31 de diciembre de 2005.

a) *Pruebas de deterioro para fondo de comercio*

El fondo de comercio se asigna a las Unidades generadoras de efectivo (UGE) de GAS NATURAL identificadas según el país de explotación y el segmento comercial de negocio.

Se presenta a continuación un resumen por segmentos de la asignación del fondo de comercio.

	A 31.12.05			A 31.12.04		
	Distribución de gas	Electricidad	Total	Distribución de gas	Electricidad	Total
España	-	118	118	-	25	25
Italia	135	-	135	136	-	136
Puerto Rico	-	143	143	-	126	126
México	38	-	38	31	-	31
Brasil	22	-	22	16	-	16
	195	261	456	183	151	334

Las pruebas de deterioro se han realizado el 31 de diciembre de 2004 y 2005.

b) *Supuestos clave utilizados para los cálculos de valor en uso*

La cantidad recuperable de una UGE se determina sobre la base de cálculo de su valor en uso. Estos cálculos utilizan proyecciones de flujos de caja basados en presupuestos financieros aprobados por el Consejo de Administración que cubren un período de cinco años basados en sus resultados pasados y sus expectativas para el desarrollo del mercado. Los aspectos más sensitivos que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGE son los precios de compra y venta de gas y/o electricidad, la inflación, los costes de personal y las inversiones. Los flujos de caja posteriores al período de cinco años se extrapolan utilizando los tipos de crecimiento estimado del 0,0% a 1,0%. Los tipos de crecimiento no superan el tipo de crecimiento medio a largo plazo para el negocio en el que opera la UGE. Los tipos de descuento se determinan dependiendo de los datos de mercado y se sitúan entre el 3% y 13% para las unidades generadoras de efectivo.

GAS NATURAL considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios previstos en los supuestos clave mencionados, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán que los valores en libros de las UGE superen las cantidades recuperables.

Nota 7. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El movimiento en los ejercicios 2005 y 2004 de las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación es el siguiente:

A 1.1.04	434
Combinaciones de negocios (Nota 31)	1
Desinversión	(129)
Participación en el resultado del ejercicio	61
Dividendos recibidos	(25)
Reclasificaciones (Nota 8)	(42)
Otros movimientos patrimoniales	(6)
Otros	3
A 31.12.04	297
Combinaciones de negocios (Nota 31)	4
Desinversión	(114)
Participación en el resultado del ejercicio	34
Dividendos recibidos	(16)
Reclasificaciones (Nota 8)	(174)
Otros	1
A 31.12.05	32

La inversión del 20,5% en Sociedad de Gas de Euskadi, S.A. se ha contabilizado históricamente según el método de la participación. Como resultado de su fusión con la sociedad de negocios gasísticos Naturcorp Multiservicios, S.A. (actualmente Grupo Naturgas Energía, S.A.), la participación de GAS NATURAL en la sociedad fusionada disminuyó por debajo del 20% y fue reclasificada como disponible para la venta, considerando su valor contable como el coste inicial de esta inversión.

Las desinversiones en ambos ejercicios incluyen la venta de acciones en Enagás, S.A. del 10,58% a 30 de septiembre de 2005 y 12,54% en 2004. Los resultados de la enajenación de la participación de Enagás, S.A. en el ejercicio 2005 ascienden a 286 millones de euros a 31 de diciembre de 2005. Consecuencia de estas desinversiones con fecha 1 de octubre 2005 se deja de aplicar el método de la participación a la inversión de GAS NATURAL en el capital de Enagás, S.A., reclasificando dicha participación a activos financieros disponibles para la venta.

El desglose de las asociadas considerando activo, pasivo e ingresos de las sociedades y la participación en el resultado de las asociadas para GAS NATURAL es el siguiente:

	País	Activo	Pasivo	% participación
A 31.12.04				
Torre Marenstrum, S.L.	España	50	30	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	19	8	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	113	88	35,0%
Enagás, S.A.	España	3.101	2.103	26,1%
Enervent, S.A.	España	31	28	26,0%
Burgalesa Eólica, S.A.	España	11	10	20,0%
Gas Natural de Alava, S.A.	España	36	14	10,0%

A 31.12.05

Torre Marenstrum, S.L.	España	72	52	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	18	7	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	127	104	35,0%
Enervent, S.A.	España	28	24	26,0%
Burgalesa Eólica, S.A.	España	11	9	24,2%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	13	5	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	13	8	18,0%
Gas Natural de Alava, S.A.	España	33	9	10,0%

	País	Ingreso	Resultado	% participación
A 31.12.04				
Torre Marenstrum, S.L.	España	-	-	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	22	-	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	60	3	35,0%
Enagás, S.A.	España	554	55	26,1%
Enervent, S.A.	España	5	-	26,0%
Burgalesa Eólica, S.A.	España	1	-	20,0%
Gas Natural de Alava, S.A.	España	25	-	10,0%
Sociedad de Gas de Euskadi, S.A. ¹	España	-	3	-

A 31.12.05

Torre Marenstrum, S.L.	España	-	-	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	22	-	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	66	3	35,0%
Enervent, S.A.	España	7	1	26,0%
Burgalesa Eólica, S.A.	España	2	-	24,2%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	5	-	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	4	-	18,0%
Gas Natural de Alava, S.A.	España	25	-	10,0%
Enagás, S.A. ²	España	484	30	-

¹ La cuenta de resultados incluye en la línea de Participación en el resultado de las asociadas el beneficio de Sociedad de Gas de Euskadi, S.A. hasta febrero de 2004.

² La cuenta de resultados incluye en la línea de Participación en el resultado de las asociadas el beneficio de Enagás, S.A. hasta el 30 de septiembre de 2005.

A 31 de diciembre de 2005 ninguna de las compañías asociadas cotiza en Bolsa.

Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. y Gas Natural de Alava, S.A. están consolidadas aplicando el método de la participación a pesar de que el porcentaje de participación de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2005 se sitúe por debajo del 20%, ya que GAS NATURAL tiene una representación significativa en los Consejos de Administración de dichas sociedades.

Nota 8. Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2005 y 2004 de los activos financieros disponibles para la venta es el siguiente:

A 1.1.04	36
Aumentos	16
Desinversiones	(1)
Diferencias de conversión	1
Reclasificaciones (Nota 7)	42
Ajuste a valor razonable	57
Otros	(1)
A 31.12.04	150
Aumentos	5
Desinversiones	(104)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	2
Diferencias de conversión	3
Reclasificaciones (Nota 7)	174
Ajuste a valor razonable	410
A 31.12.05	640

En activos financieros disponibles para la venta incluyen los siguientes activos:

	A 31.12.05
- Acciones ordinarias sin cotización	133
- Acciones ordinarias con cotización	483
- Fondo de inversión (Nota 18)	24
	640

En el 2004, Naturcorp Multiservicios, S.A. (actualmente Grupo Naturgas Energía, S.A.), según una valoración fijada por un experto independiente, realizó un aumento del capital social y asignó a GAS NATURAL el 9,38% de Naturcorp Multiservicios, S.A. Se reconoció un beneficio no realizado por la diferencia entre el valor razonable de la inversión (basado en el porcentaje en el patrimonio de Naturcorp Multiservicios, S.A.) y su valor contable (ver Nota 3.2.3.14).

A partir de 1 de octubre de 2005, Enagás, S.A. se considera en Activos financieros disponibles para la venta. Desde el 1 de octubre hasta el cierre del ejercicio se han producido desinversiones por importe de 102 millones de euros, que han generado un beneficio neto de 60 millones de euros reduciendo las reservas de ajustes por valoración. Según el valor de cotización de Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2005 (15,80 euros por acción) la valoración de la participación en Enagás, S.A. a valor de mercado asciende a 483 millones de euros. La diferencia entre la valoración a mercado de la participación y el valor contable aplicando el método de la participación a 30 de septiembre de 2005 se reconoce en el ajuste por valoración en patrimonio.

A 31 de diciembre de 2005 la participación de GAS NATURAL en Enagás, S.A. era del 12,79%.

De acuerdo a lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/98 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos modificada por la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, la cual 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 de la entidad. La adecuación de las participaciones sociales a lo dispuesto en esta Disposición Adicional, deberá realizarse en un plazo máximo de 3 años a contar desde el 1 de enero de 2004, mediante la transmisión de acciones o, en su caso, de derechos de suscripción preferentes.

Las inversiones disponibles para la venta correspondientes a valores no cotizados se valoran al coste, y aquellos para los que GAS NATURAL no dispone de información financiera suficiente sobre los planes de negocio y las perspectivas financieras que permitirían llevar a cabo un análisis de valoración sólido utilizando técnicas generalmente aceptadas para determinar el valor razonable del activo, ni se han producido transacciones significativas en dichas sociedades. No obstante, en base a la información pública disponible (últimas cuentas anuales) de estos valores no cotizados, no existen indicios de deterioro sobre estos activos.

Nota 9. Instrumentos financieros derivados

El detalle de los instrumentos financieros derivados por categorías es el siguiente:

	A 31.12.05		A 31.12.04	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados no cobertura	1	-	-	-
- Tipo de interés	1	-	-	-
Instrumentos financieros derivados de cobertura	19	100	-	72
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	3	55	-	38
Cobertura flujos de caja				
-Tipo de interés	3	26	-	19
-Tipo de cambio	11	1	-	15
- Precio materia prima	2	18	-	-
Total	20	100	-	72

El detalle de los instrumentos financieros derivados por vencimientos es el siguiente:

	A 31.12.05		A 31.12.04	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados no cobertura	1	-	-	-
- Tipo de interés	1	-	-	-
Instrumentos financieros derivados de cobertura	17	81	-	72
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	3	55	-	38
Cobertura flujos de caja				
- Tipo de interés	3	26	-	19
- Tipo de cambio	11	-	-	15
Instrumentos financieros derivados no corrientes	18	81	-	72
Instrumentos financieros derivados corrientes	2	19	-	-
Total	20	100	-	72

El detalle de los derivados contratados es el siguiente:

A 31 de diciembre de 2005

Operaciones de cobertura de precios de la materia prima:

A 31 de diciembre 2005 se había contratado una cobertura de precios de gas natural denominados en dólar USA por un importe agregado de 233 millones de dólares con un valor razonable negativo de 15 millones de euros. Asimismo existen posiciones de cobertura de precios de gas natural denominadas en euros con vencimiento escalonado hasta febrero 2007 por valor de 7 millones de euros.

Adicionalmente a 31 de diciembre de 2005 se mantienen posiciones de cobertura de precios de electricidad por valor de 35 millones de euros, con vencimiento escalonado durante el año 2006 y que presentan un valor razonable negativo de 1 millón de euros.

Operaciones de cobertura sobre tipos de interés:

Las siguientes tablas facilitan información sobre los derivados de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2005 e incluyen contratos de permutas de tipos de interés, contratos a plazo sobre tipos de interés y opciones sobre tipos de interés. Para las permutas y contratos a plazo, las tablas muestran los importes nominales y los tipos de interés ponderados que resultan de los mismos según el vencimiento previsto. Los importes nominales son aplicados para calcular los pagos contractuales a intercambiar según los contratos.

Se describen a continuación todas las operaciones con derivados existentes a 31 de diciembre de 2005, desglosadas por las monedas aplicables, y las referencias de tipos de interés. La información presenta el importe equivalente en euros al correspondiente tipo de interés compuesto por el tipo de referencia y el diferencial medio ponderado. Los flujos de efectivo de los instrumentos están denominados en la moneda indicada.

Contratos de permuta de tipo de interés	Vencimiento previsto						2011 y siguientes	Valor razonable
	Total	2006	2007	2008	2009	2010		
	(en millones, excepto porcentajes)							
Variable a Variable								
Importe Contractual/Nocional (EUR)	120	-	120	-	-	-	-	1
Tipo medio de pago (EUR)	-	-	Euribor 6m-0,10%	-	-	-	-	-
Tipo medio de cobro (EUR)	-	-	Euribor 6m+ 0,38%	-	-	-	-	-
Variable a Fijo								
Importe Contractual/Nocional (EUR)	469	2	2	1	1	1	462	(7)
Tipo medio de pago (EUR)	-	3,90%	3,81%	3,01%	3,01%	3,01%	3,46%	-
Tipo medio de cobro (EUR)	-	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	-
Importe Contractual/Nocional (MXN)	2.000	1.000	-	1.000	-	-	-	(3)
Tipo medio de pago (MXN)	-	9,81%	-	9,99%	-	-	-	-
Tipo medio de cobro (MXN)	-	TIIE 28 días	-	TIIE 28 días	-	-	-	-
Importe Contractual/Nocional (USD)	198	9	11	13	13	52	100	(15)
Tipo medio de pago (USD)	-	6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	-
Importe Contractual/Nocional (EUR)	8	2	4	-	-	-	2	-
Tipo medio de pago (EUR)	-	Fijo	Fijo	-	-	-	Fijo creciente / Libor 6m	-
Tipo medio de cobro (EUR)	-	Euribor 3m	Euribor 3m	-	-	-	Euribor 3m	-

Opción sobre tipos de interés	Vencimiento previsto						2011 y siguientes	Valor razonable
	Total	2006	2007	2008	2009	2010		
	(en millones, excepto porcentajes)							
Collar								
Importe Contractual/Nocional (EUR)	50	5	4	5	15	5	16	(1)
CAP de compra (EUR)	-	5,00%	5,01%	5,01%	5,18%	4,72%	5,00%	-
FLOOR de venta (EUR)	-	3,10%	3,11%	3,11%	3,41%	2,81%	2,91%	-
Collar con barreras								
Importe Contractual/Nocional (EUR)	4	-	-	-	-	-	4	-
CAP de compra (EUR)	-	-	-	-	-	-	5,00%	-
FLOOR de venta (EUR)	-	-	-	-	-	-	Knock in	-

Operaciones de cobertura sobre tipo de cambio:

A continuación se desglosan las permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés que había contratadas a 31 de diciembre de 2005:

	Vencimiento previsto							
Permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distinto tipos de interés	Total	2006	2007	2008	2009	2010	2011 y siguientes	Valor razonable
	(en millones, excepto porcentajes)							
Variable a Variable								
Importe Contractual/Nocional (EUR)	127	127	-	-	-	-	-	3
Tipo medio de pago (EUR)	-	Euribor 3m+ 0.33%	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	Libor 3m+ 0.30 %	-	-	-	-	-	-
Importe Contractual/Nocional (BRL)	117	18	18	81	-	-	-	(18)
Tipo medio de pago (BRL)	-	111,5% CDI	103,0% CDI	103,0% CDI	-	-	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	LIBOR 2.65%	LIBOR 2,65%	LIBOR 2,65%	-	-	-	-
Variable a Fijo								
Importe Contractual/Nocional (BRL)	213	35	63	59	56	-	-	(37)
Tipo medio de pago (BRL)	-	110,3% CDI	111,6% CDI	111,6% CDI	111,6% CDI	-	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	5.38%	7.3%	7,3%	7,3%	-	-	-
Importe Contractual/Nocional (BRL)	8	8	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de pago (BRL)	-	2.25% CDI	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	1.00%	-	-	-	-	-	-
Importe Contractual/Nocional (USD)	58	-	-	-	58	-	-	3
Tipo medio de pago (ARS)	-	-	-	-	14.30%	-	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	-	-	-	Libor 6m	-	-	-

Contratos a plazo de divisas	Total	Vencimiento previsto						Valor razonable
		2006	2007	2008	2009	2010	2011 y siguientes	
(en millones, excepto tipos de cambio)								
Importe nocional (USD)	1.296	1.296	-	-	-	-	-	10
Tipo medio de cambio (Eur/USD)	-	1,2	-	-	-	-	-	-
Importe nocional (Brl)	25	25	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de cambio (Eur/Brl)	-	3,07	-	-	-	-	-	-

A 31 de diciembre de 2004

Operaciones de cobertura de precios de la materia prima:

A 31 de diciembre de 2004 se había contratado una cobertura de precios de gas natural indexado al dólar USA por un importe agregado de 155 millones de euros que venció en el mes de junio de 2005 con un valor razonable de 2 millones de euros.

Operaciones de cobertura sobre tipos de interés:

Las siguientes tablas facilitan información sobre los derivados de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2004 e incluyen contratos de permutas de tipos de interés, contratos a plazo sobre tipos de interés y opciones sobre tipos de interés. Para las permutas y contratos a plazo, las tablas muestran los importes nocionales y los tipos de interés ponderados que resultan de los mismos según el vencimiento previsto. Los importes nocionales son aplicados para calcular los pagos contractuales a intercambiar según los contratos.

Se describen a continuación todas las operaciones con derivados existentes a 31 de diciembre de 2004, desglosadas por las monedas aplicables, y las referencias de tipos de interés. La información presenta el importe equivalente en euros al

correspondiente tipo de interés compuesto por el tipo de referencia y el diferencial medio ponderado. Los flujos de efectivo de los instrumentos están denominados en la moneda indicada.

Contratos de permuta de tipo de interés		Vencimiento previsto						Valor razonable	
		Total	2005	2006	2007	2008	2009		2011 y siguientes
(en millones, excepto porcentajes)									
Variable a Variable									
Importe									
Contractual/Nocional (EUR)	120	-	-	120	-	-	-	2	
Tipo medio de pago (EUR)	-	-	-	Euribor 6m-0.10%	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (EUR)	-	-	-	Euribor 6m+ 0.38%	-	-	-	-	
Variable a Fijo									
Importe									
Contractual/Nocional (MXN)	1.000	1.000	-	-	-	-	-	-	
Tipo medio de pago (MXN)	-	6.67%	-	-	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (MXN)	-	TIE 28 días	-	-	-	-	-	-	
Importe									
Contractual/Nocional (EUR)	307	5	1	1	-	-	300	(2)	
Tipo medio de pago (EUR)	-	4.48%	4.48%	5.22%	-	-	3.6525%	-	
Tipo medio de cobro (EUR)	-	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	-	-	Euribor 3m	-	
Importe									
Contractual/Nocional (EUR)	150	5	5	5	6	7	122	(19)	
Tipo medio de pago (USD)	-	6.383%	6.383%	6.383%	6.383%	6.383%	6.383%	-	
Tipo medio de cobro (USD)	-	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	-	
Importe									
Contractual/Nocional (EUR)	8	-	2	4	-	-	2	-	
Tipo medio de pago (EUR)	-	-	Tipo fijo	Tipo fijo	-	-	Tipo fijo	-	
Tipo medio de cobro (EUR)	-	-	Euribor 3m	Euribor 3m	-	-	Euribor 3m	-	
Vencimiento previsto									
Contratos a plazo sobre tipos de interés		Total	2005	2006	2007	2008	2009	2011 y siguientes	Valor razonable
(en millones, excepto porcentajes)									
Variable a fijo									
Importe									
Contractual/Nocional (EUR)	300	300	-	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de pago (EUR)	-	2.32%	-	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de cobro (EUR)	-	Euribor 6m	-	-	-	-	-	-	-
Vencimiento previsto									
Opción sobre tipos de interés		Total	2005	2006	2007	2008	2009	2011 y siguientes	Valor razonable
(en millones, excepto porcentajes)									
Collar									
Importe									
Contractual/Nocional (EUR)	13	-	1	1	1	1	9	-	-
CAP de compra (EUR)	-	-	3.35%	3.35%	3.35%	3.35%	3.35%	-	-
FLOOR de venta (EUR)	-	-	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	-	-

Operaciones de cobertura sobre tipo de cambio:

A continuación se desglosan las permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés que había contratadas a 31 de diciembre de 2004:

Permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distinto tipos de interés	Total	Vencimiento previsto					2011 y siguientes	Valor razonable
		2005	2006	2007	2008	2009		
		(en millones, excepto porcentajes)						
Variable a Variable								
Importe Contractual/Nocional (EUR)	128	128	-	-	-	-	-	(13)
Tipo medio de pago (EUR)	-	Euribor 3m+ 0.33%	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	Libor 3m+ 0.30%	-	-	-	-	-	-
Importe Contractual/Nocional (EUR)	38	4	6	5	23	-	-	(6)
Tipo medio de pago (BRL)	-	101.07% CDI	103.00% CDI	103.00% CDI	103.00% CDI	-	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	Libor +2.28%	Libor +2.65%	Libor +2.65%	Libor +2.65%	-	-	-
Variable a Fijo								
Importe Contractual/Nocional (EUR)	82	13	20	17	16	16	-	(19)
Tipo medio de pago (BRL)	-	112.45% CDI	110.93% CDI	110.43% CDI	111.62% CDI	111.61% CDI	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	6.49%t	4.59%	7.33%	7.31%	7.28%	-	-
Fijo a Fijo								
Importe Contractual/Nocional (EUR)	3	3	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de pago (BRL)	-	Taxa Pre 10.79%	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de cobro (USD)	-	US\$	-	-	-	-	-	-

Contratos a plazo de divisas	Total	Vencimiento previsto						Valor razonable
		2005	2006	2007	2008	2009	2011 y siguientes	
		(en millones, excepto tipos de cambio)						
Euro/USD	402	402	-	-	-	-	-	(15)
Tipo medio de cambio	-	1.30	-	-	-	-	-	-

Nota 10. Otros activos financieros

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2005 y 2004 se muestra a continuación:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Créditos comerciales	120	112
Otros créditos	14	17
Fianzas y depósitos	60	65
Otros activos financieros no corrientes	194	194
Créditos comerciales	95	39
Otros	28	25
Otros activos financieros corrientes	123	64
Total otros activos financieros	317	258

El desglose por vencimientos a diciembre de 2005 y 2004 es el siguiente:

Vencimientos	A 31.12.05	A 31.12.04
Antes de 1 año	123	64
Entre 1 año y 5 años	109	122
Más de 5 años	85	72
Total otros activos financieros	317	258

Los tipos de interés correspondientes (6,75% para préstamos entre 1 a 5 años) se ajustan a los tipos de interés del mercado para préstamos de dicha clase y duración. Por lo tanto, la diferencia entre su valor razonable y su valor contable no es materialmente distinta.

Otros activos financieros no corrientes

Los créditos comerciales incluyen, principalmente, créditos a 31 de diciembre de 2005 y 2004 por la venta de instalaciones de calefacción y gas financiadas a largo plazo.

Otros activos financieros corrientes

En otros activos financieros corrientes se incluyen principalmente los préstamos a 31 de diciembre de 2005 y 2004 para las instalaciones de calefacción y gas financiadas a corto plazo, así como 10 millones de dólares americanos a percibir de Repsol YPF, S.A. a cambio del otorgamiento de un derecho preferente para determinados suministros de gas en Brasil.

Nota 11. Existencias

El desglose de las existencias es el siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Materiales y otras existencias	39	59
Gas natural y gas natural licuado	417	205
Total	456	264

Las existencias de gas natural básicamente incluyen las existencias de gas en los almacenamientos subterráneos, en plantas y en gasoductos.

Nota 12. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe es la siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Clientes	2.214	1.439
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas (1)	63	61
Cuentas a cobrar de empresas asociadas	-	224
Provisión por depreciación de deudores	(129)	(106)
Deudores comerciales	2.148	1.618
Otros deudores	135	102
Administraciones públicas	104	98
Ajustes por periodificación	72	32
Total	2.459	1.850

(1) Grupo Repsol YPF

El movimiento de la provisión por depreciación de deudores es el siguiente:

A 1.1.04	(91)
Dotación neta del ejercicio	(21)
Otros	6
A 31.12.04	(106)
Dotación neta del ejercicio	(23)
A 31.12.05	(129)

Nota 13. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo incluye:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Tesorería	106	90
Depósitos bancarios	-	23
Inversiones a corto plazo (España y Resto de Europa)	71	42
Inversiones a corto plazo (Latinoamérica)	24	51
Total	201	206

Los depósitos bancarios son muy líquidos (menos de 10 días) y con un tipo de interés efectivo ponderado de 4,3% en diciembre de 2005 (2,33% en diciembre de 2004).

Los tipos de interés efectivos medios ponderados de las inversiones a corto plazo son:

- España: 4,5% en diciembre 2005 y 2,3% en diciembre 2004.
- Latinoamérica: 8% en diciembre 2005 y 8,7% en diciembre 2004.

Nota 14. Fondos propios

La composición de este epígrafe es la siguiente:

Capital social

El capital social está constituido por:

	Número de acciones (millones)	Acciones ordinarias	Total
A 1.1.04	448	448	448
A 31.12.04	448	448	448
A 31.12. 05	448	448	448

El número autorizado total de acciones ordinarias es de 448 millones con un valor nominal de 1 euro por acción. Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

El Consejo de Administración de la Sociedad, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 30 de abril de 2002, fue autorizado para aumentar el capital social como máximo en 223.888.014 euros dentro del plazo de 5 años, mediante desembolso dinerario y en una o varias veces sin necesidad de nueva autorización. Asimismo fue autorizado por acuerdo de la misma Junta General Ordinaria de Accionistas para que, en el plazo máximo de 5 años, pueda emitir títulos de renta fija no convertibles en acciones, representativos de una deuda, bonos, pagarés, obligaciones simples, hipotecarias o garantizadas hasta un total de 1.000 millones de euros.

Asimismo, y por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 20 de abril de 2005, el Consejo de Administración fue autorizado para que en un plazo no superior a los 18 meses pudiera adquirir a título oneroso, en una o varias veces, hasta un máximo del 5% del Capital Social, acciones de la Sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca se ultrapase entre las acciones adquiridas por la Sociedad y las que tuvieran las sociedades dominadas, el expresado porcentaje. El precio mínimo y máximo de adquisición será el de cotización en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas con una oscilación en más o en menos de un 5%.

La totalidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35.

La cotización al fin del ejercicio 2005 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 23,66 euros y a fin del ejercicio 2004, se situó en 22,76 euros. Asimismo, la participada, Gas Natural BAN, S.A. tiene admitidas a cotización en la Bolsa de Buenos Aires (Argentina) 159.514.583 acciones que representan el 49 % de su totalidad cuya cotización a 31 de diciembre de 2005 asciende a 1,75 pesos por acción.

Las participaciones directas e indirectas más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2005 y 2004 son las siguientes:

	Participación en el capital social %	
	31.12.05	31.12.04
- Grupo "la Caixa"	33,06	32,06
- Grupo Repsol YPF	30,85	30,85
- Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA)	5,00	5,00
- Caixa d'Estalvis de Catalunya	3,03	3,03

Ganancias acumuladas y otras reservas:

El epígrafe de Ganancias acumuladas y otras reservas incluye, entre otras, las siguientes reservas:

	A 31.12.05
a) Reserva para redenominación en Euros	1
b) Reserva legal	90
c) Reserva estatutaria	68

a) Reserva para redenominación en Euros

De acuerdo a lo dispuesto en la Ley 46/1998 sobre introducción del euro se constituyó una reserva disponible relacionada con la redenominación a euros de las acciones que constituyen el capital social de la Sociedad.

b) Reserva legal

Por lo dispuesto en el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas debe destinarse una cifra igual al 10% de los beneficios a dicha reserva hasta que represente, como mínimo, el 20% del capital social. La reserva legal puede utilizarse para aumentar el capital en la parte que supere el 10% del capital ya aumentado.

Salvo para la finalidad mencionada, y siempre que no supere el 20% del capital social, la reserva legal únicamente puede utilizarse para compensar pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

c) Reserva estatutaria

En virtud de los Estatutos Sociales de Gas Natural SDG, S.A., el 2% del beneficio neto del ejercicio debe asignarse a la reserva estatutaria hasta que ésta alcance, al menos, el 10% del capital social.

Las ganancias básicas por acción se calculan dividiendo el beneficio atribuible a Accionistas de la Sociedad dominante entre el número medio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante el año.

	A 31.12.05	A 31.12.04
Beneficio atribuible a accionistas de la sociedad	749	642
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación (millones)	448	448
Ganancias por acción		
- Básicas	1,67	1,43
- Diluidas	1,67	1,43

La sociedad no tiene emisiones de instrumentos financieros que puedan diluir el beneficio por acción.

Nota 15. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2005 y 2004 es la siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables no corrientes	554	552
Deuda financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros no corrientes	2.669	1.528
Instrumentos financieros derivados (Nota 9)	81	72
Deuda financiera no corriente	3.304	2.152
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables corrientes	56	30
Deuda financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros corrientes	456	674
Deuda financiera corriente	512	704
Total	3.816	2.856

El valor contable y el valor razonable de la deuda financiera no corriente es el siguiente:

	Valor contable		Valor razonable	
	A 31.12.05	A 31.12.04	A 31.12.05	A 31.12.04
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	554	552	612	621
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	2.669	1.528	2.750	1.600

El valor razonable de créditos con tipos de interés fijos se estima sobre la base de los flujos de caja descontados sobre los plazos restantes de dicha deuda. Los tipos de descuento se determinaron sobre los tipos de mercado disponibles a 31 de diciembre de 2005 y a 31 de diciembre de 2004 sobre deuda financiera con características de vencimiento y crédito similares.

A 31 de diciembre de 2004 existían líneas de créditos y préstamos no dispuestos que ascendían a un total de 1.148 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 ascienden a un total de 650 millones de euros.

Las siguientes tablas describen la deuda financiera consolidada bruta por instrumento a 31 de diciembre de 2005 y a 31 de diciembre de 2004 y su calendario de vencimientos. La clasificación de la deuda entre fija y variable se realiza considerando el impacto de la cobertura de los derivados.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2005:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	-	-	-	-	525	-	525
Variable	56	13	16	-	-	-	85
Bancos institucionales							
Fija	81	74	153	74	41	-	423
Variable	34	36	34	34	33	63	234
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	88	11	88	62	14	628	891
Variable	253	431	193	130	38	613	1.658
Total fija	169	85	241	136	580	628	1.839
Total variable	343	480	243	164	71	676	1.977
Total	512	565	484	300	651	1.304	3.816

	2005	2006	2007	2008	2009	2010 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2004:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	-	-	-	-	-	525	525
Variable	30	2	11	14	-	-	57
Bancos institucionales							
Fija	35	72	66	66	66	36	341
Variable	2	30	30	29	29	73	193
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	286	-	-	-	-	463	749
Variable	351	65	254	71	190	60	991
Total fija	321	72	66	66	66	1.024	1.615
Total variable	383	97	295	114	219	133	1.241
Total	704	169	361	180	285	1.157	2.856

En el caso de no considerar el impacto del derivado financiero, el desglose entre deuda financiera a tipo fijo y a tipo variable en "Bancos comerciales y otros pasivos financieros" sería: a tipo fijo 4 millones de euros en 2005 (220 millones de euros en 2004 íntegramente a corto plazo) y a tipo variable 2.464 millones de euros en 2005 (1.448 millones de euros en 2004).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta por monedas a 31 de diciembre de 2005 y a 31 de diciembre de 2004 y su perfil de vencimiento.

A 31 de diciembre de 2005:	2006	2007	2008	2009	2010	2011 y siguientes	Total
Deuda denominada en euros	110	317	11	-	527	1.033	1.998
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar USA	133	134	120	163	89	218	857
Peso mejicano	177	-	240	-	-	-	417
Real brasileño	56	90	87	88	35	53	409
Peso colombiano	36	24	26	-	-	-	86
Peso argentino	-	-	-	49	-	-	49
Total	512	565	484	300	651	1.304	3.816

A 31 de diciembre de 2004:	2005	2006	2007	2008	2009	2010 y siguientes	Total
Deuda denominada en euros	225	30	198	30	108	764	1.355
Deuda denominada en moneda extranjera							
Dólar USA	100	102	104	105	106	330	847
Peso mejicano	320	-	-	-	-	-	320
Real brasileño	36	19	41	30	71	63	260
Peso colombiano	23	18	18	15	-	-	74
Total	704	169	361	180	285	1.157	2.856

La deuda financiera en euros soportó a 31 de diciembre de 2005 un tipo de interés efectivo medio del 3,71% (4,08% a 31 diciembre de 2004) y deuda financiera en moneda extranjera soportó un tipo de interés efectivo medio del 11,20% (8,19% a 31 de diciembre de 2004) incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

Programa ECP

En marzo de 2001, se estableció un programa de Euro Commercial Paper (ECP) en virtud del cual se podía emitir hasta un principal total de 1.000 millones de euros o su equivalente en divisas alternativas. A 31 de diciembre de 2005, estaba pendiente un principal total de 25 millones de euros (deuda negociable a corto plazo) en virtud de este programa de emisión de obligaciones a corto plazo con un tipo de interés medio del 2,10%. A 31 de diciembre de 2004, bajo el programa mencionado, no quedaba pendiente ningún importe.

Programa EMTN

En 1999, se estableció un programa de EMTN (European Medium Term Notes) a medio plazo en virtud del cual se podía emitir hasta un principal total de 2.000 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 y a 31 de diciembre de 2004, estaba pendiente un principal total de 525 millones de euros (deuda negociable) en virtud de este programa de pagarés a medio plazo en euros con un tipo de interés medio de 6,125%.

Líneas de crédito

A 31 de diciembre de 2005, GAS NATURAL tiene líneas de crédito por una cantidad total 1.187 millones de euros, de las cuales 650 millones de euros, o el 55% no fueron dispuestos. El desglose geográfico de las líneas de crédito dispuestas es el siguiente: Europa 428 millones de euros (bancos comerciales), México 97 millones de euros y Puerto Rico 12 millones de euros. Durante 2005, las líneas de crédito europeas soportan un tipo de interés medio de 2,33%, y las líneas de crédito de México y Puerto Rico soportan un tipo de interés medio del 12,92% y del 4,58% respectivamente.

A 31 de diciembre de 2004, GAS NATURAL tenía líneas de crédito por un importe de 1.211 millones de euros, de los cuales 848 millones de euros o el 70% no estaban dispuestos. El desglose geográfico de las líneas de crédito dispuestas es siguiente: Europa, 165 millones de euros; México, 188 millones de euros y Puerto Rico, 10 millones de euros. Durante el ejercicio 2004, las líneas de crédito europeas devengaban un tipo medio de interés del 2,91% mientras que las líneas mexicanas y puertorriqueñas devengaban un tipo medio de interés del 10,52%.

Otras deudas bancarias

Deuda con entidades de crédito europeas (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2005, estas deudas corresponden a 600 millones de euros por el préstamo sindicado "Club Deal" con vencimiento en 2011, a un préstamo sindicado de 120 millones de euros con 14 instituciones financieras españolas con vencimiento en 2007, a un préstamo bilateral de 50 millones de euros con vencimiento en 2007 y a deudas por un principal total de 33 millones de euros con un grupo de bancos italianos. Estas deudas han devengado un tipo de interés medio durante 2005 del 2,29%.

A 31 de diciembre de 2004, incluyen el préstamo sindicado "Club Deal" de 300 millones de euros que vence en 2011, un préstamo sindicado con 14 entidades financieras españolas que vence en 2007 de 120 millones de euros, un préstamo bilateral que vence en 2007 de 50 millones de euros y tres préstamos sindicados por un importe de 145 millones de euros que vencen en el primer trimestre de 2005. Estas deudas devengan un tipo medio de interés durante el ejercicio 2004 del 2,93%.

Deuda con entidades de crédito para el Gasoducto Magreb-Europa (bancos institucionales). En 1994, se suscribió un crédito de 450 millones de dólares americanos con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) BEI, estructurado en tres tramos con vencimiento entre 2005 y 2010. En 1995, se suscribió un préstamo de 200 millones de dólares americanos con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) con vencimiento entre 2006 y 2010. Ambos créditos se otorgaron en relación con la construcción del gasoducto Magreb-Europa. A 31 de diciembre de 2005, 410 millones de dólares americanos (346 millones de euros) del préstamo BEI y 200 millones de dólares americanos (169 millones de euros) del préstamo Instituto de Crédito Oficial (ICO) estaban pendientes. El vencimiento medio de esta deuda es de 2,4 años y el tipo de interés medio del 6,07%.

A 31 de diciembre de 2004, quedaban pendientes los importes de 450 millones de dólares USA (332 millones de euros) del préstamo con el BEI y 200 millones de dólares USA (148 millones de euros) con el Instituto de Crédito Oficial (ICO). El vencimiento medio de esta deuda es de 3 años, devengando un tipo medio de interés del 5,47%.

Deuda con entidades de crédito en Latinoamérica (bancos comerciales/institucionales). A 31 de diciembre de 2005, la deuda en Latinoamérica ascendió a 1.029 millones de euros (incluyendo 97 millones de euros en líneas de créditos en México descritos arriba) con una amplia gama de instituciones financieras, de las cuales el 47% estaban garantizadas por la matriz. El desglose geográfico de las deudas latinoamericanas es el siguiente: Argentina 118 millones de euros, México 417 millones de euros, Colombia 86 millones de euros y Brasil 408 millones de euros. La deuda en Latinoamérica se denomina en moneda local, salvo en Argentina, donde la deuda se denomina principalmente en dólares americanos. Esta deuda soporta un tipo de interés medio en 2005 del 15,01%.

A 31 de diciembre de 2004, la deuda en Latinoamérica contratada con una amplia gama de entidades financieras asciende a 759 millones de euros (incluyendo los 188 millones de euros en líneas de crédito en México descritas anteriormente). El 63% de esta deuda ha sido garantizada por la matriz. El desglose geográfico de las deudas latinoamericanas es como sigue: Argentina, 114 millones de euros; México, 320 millones de euros; Colombia, 73 millones de euros y Brasil, 252 millones de euros. Toda la deuda latinoamericana está denominada en moneda local excepto en el caso de Argentina, donde está denominada principalmente en dólares americanos. Durante el ejercicio de 2004 esta deuda devengaba un tipo medio de interés del 12,42%.

Financiación proyectos

Operadoras de parques de generación eólica (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2005, las operadoras de parques eólicos DERSA y Sinia XXI tenían 184 millones de euros de deuda pendientes, principalmente en relación con la financiación de proyectos, con un tipo de interés medio del 3,34%. Más del 95% de esta deuda vence en o después del 2010.

A 31 de diciembre de 2004, el operador de parques eólicos Sinia XXI tenía una deuda pendiente de 32 millones de euros, relacionada principalmente con la financiación de proyectos.

Puerto Rico (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2005, la deuda asociada con la planta de ciclo combinado y la planta de regasificación en Puerto Rico asciende a 252 millones de euros (incluyendo 12 millones de euros en líneas de créditos descritos). Esta deuda soporta un tipo de interés medio del 7,20%. El 75% de esta deuda vence en o después de 2010.

A 31 de diciembre de 2004, esta deuda ascendía a 243 millones de euros (incluyendo 10 millones de euros en líneas de crédito descritas anteriormente) y devengaba un tipo medio de interés del 7,01%.

Nota 16. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2005 y 2004 se muestra a continuación:

	A 31.12.05	A 31.12. 04
Deuda por contratos de arrendamiento financiero (a)	322	326
Otros pasivos (b)	107	105
Depósitos	38	32
Total	467	463

a) Deuda por contratos de arrendamiento financiero

En 2003, GAS NATURAL adquirió dos buques de transporte de gas a través de contratos de arrendamiento financiero. La duración del contrato es de 20 años, con vencimiento en 2023. La opción de compra ejecutable al final del contrato asciende a 85 millones de euros por cada buque.

El detalle de los pagos mínimos por los contratos de arrendamiento financiero son los siguientes:

	A 31.12.05			A 31.12.04		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
No más de 1 año	29	(2)	27	29	(2)	27
Más de 1 año y no más de 5 años	116	(24)	92	116	(24)	92
Más de 5 años	540	(310)	230	569	(335)	234
Total	685	(336)	349	714	(361)	353

b) Otros pasivos

Se incluye, básicamente, la obligación de recompra de las acciones preferentes de Buenergía Gas & Power, Ltd. El 47,5% de participación indirecta en EcoEléctrica LP, se ostenta a través de la sociedad Buenergía. Dicha sociedad está participada en un 95% por Invergas Puerto Rico, S.A. y en un 5% por una filial del Grupo General Electric, denominada Project Finance XI (PFXI), lo que supone una titularidad indirecta del 2,5% en EcoEléctrica LP. PFXI es, además, titular de las acciones preferentes de Buenergía que le otorgan un derecho preferente sobre los dividendos de dicha sociedad y que deberán ser recompradas por Buenergía, en la medida en que la sociedad reparta beneficios, conforme al siguiente calendario:

	Millones de dólares americanos
2006	11
2007	13
2008	16
2009	15
Más de 5 años	48
Total	103

El incremento en el pasivo en euros desde diciembre de 2004 hasta diciembre de 2005 se debe básicamente a la modificación en el tipo de cambio de dólares americanos / euros.

Nota 17. Provisiones

El movimiento de las provisiones es el siguiente:

A 1.1.04	167
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados	
– Provisiones adicionales	29
– Exceso de provisiones	(7)
Pagos en el ejercicio	(2)
Combinaciones de negocio	10
Reclasificaciones y otros	3
A 31.12.04	200
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados	
– Provisiones adicionales	46
– Exceso de provisiones	(4)
Pagos en el ejercicio	(8)
Diferencias de conversión	4
Reclasificaciones y otros	45
A 31.12.05	283

Nota 18. Provisiones por obligaciones con el personal

A continuación se incluye un desglose de las Provisiones relativas a las obligaciones con el personal:

	Pensiones	Provisiones adecuación plantilla	Fondo de Permanencia	Total
A 1.1.04	29	27	22	78
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados				
– Provisiones adicionales	6	4	-	10
– Exceso de provisiones	-	(2)	-	(2)
Pagos en el ejercicio	(7)	(17)	-	(24)
Combinaciones de negocio	24	-	-	24
Otros	-	3	(1)	2
A 31.12.04	52	15	21	88
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados				
– Provisiones adicionales	3	4	-	7
– Exceso de provisiones	-	-	-	-
Pagos en el ejercicio	(7)	(17)	-	(24)
Traspasos	-	1	-	1
Diferencias de conversión	10	-	-	10
A 31.12.05	58	3	21	82

a) **Provisiones para pensiones y obligaciones similares**

Desglose por país	A 31.12.05	A 31.12.04	A 1.1.04
España (1)	19	20	22
Brasil (2)	35	28	7
Italia	4	4	-
Total	58	52	29

1) **Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en España**

A 31 de diciembre de 2005 y 31 de diciembre de 2004, GAS NATURAL tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados empleados:

- Pensionistas (jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos).
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Planes de jubilación anticipada a fin de promover la jubilación a partir de los 60 años y no 65 años.
- Sanidad y Otras prestaciones.
- Subsidio de gas.
- Determinadas cantidades globales y pensiones incluidas en convenios colectivos.
- Cobertura de fallecimiento durante toda la vida para un colectivo determinado.

Las cantidades reconocidas en el balance se determinan del modo siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Valor actual de obligaciones consolidadas	172	174
Valor razonable de los activos del plan	(169)	(170)
Valor actual de obligaciones no consolidadas	23	23
Pérdidas /(Ganancias) actuariales no reconocidas	(7)	(7)
Coste de servicios pasados no reconocido	-	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	19	20

Los activos de planes de pensiones son contratos de pólizas de seguros en los que la compañía aseguradora ha asumido el rendimiento sobre la inversión y los riesgos de mortalidad.

Las cantidades reconocidas en la cuenta de resultados son las siguientes:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Coste de servicio del ejercicio	2	2
Coste de intereses	8	7
Rendimiento previsto de los activos del plan	(7)	(6)
Pérdidas /(Ganancias) actuariales netas reconocidas durante el año	-	-
Coste de servicios pasados	-	-
Cargo total en cuenta de resultados	3	3

El rendimiento real sobre activos del plan durante el ejercicio 2005 fue de 16 millones de euros.

El movimiento en el pasivo reconocido en el balance es el siguiente:

A 1.1.04	
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	22
Contribuciones pagadas	3
A 31.12.04	(5)
	20
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	3
Contribuciones pagadas	(4)
A 31.12.05	19

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Tipo de descuento (anual)	4,0%	4,5%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (anual)	4,5%	5,0%
Incrementos futuros en salario (anual)	3,0%	3,0%
Incrementos futuros en pensión (anual)	2,5%	2,5%
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	PERMF 2000

La tasa de descuento se ha determinado en base a la curva de tipos de bonos corporativos iboxx AA. El análisis de sensibilidad llevado a cabo determina que el impacto en el gasto por pensiones y prestaciones post-empleo no resultaría significativo.

2) Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en Brasil

A 31 de diciembre de 2005 y a 31 de diciembre de 2004, GAS NATURAL tiene en vigor las siguientes prestaciones para los empleados en su filial brasileña:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral denominado "Plan Gassius", con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

Las cantidades reconocidas en el balance se determinan del modo siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Valor actual de obligaciones consolidadas	70	51
Valor razonable de los activos del plan	(54)	(37)
Valor actual de obligaciones no consolidadas	19	12
Pérdidas/ (Ganancias) actuariales no reconocidas	-	9
Coste de servicio pasado no reconocido	-	(7)
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	35	28

Los activos de plan de pensiones se invierten del modo siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Títulos	27,00%	47,00%
Bonos	67,00%	47,00%
Terrenos	6,00%	6,00%
Total	100,00%	100,00%

Las cantidades reconocidas en la cuenta de resultados son las siguientes:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Coste de servicio actual	-	-
Coste de intereses	8	6
Rendimiento previsto de los activos del plan	(5)	(3)
Pérdidas /(Ganancias) actuariales netas reconocidas durante el año	(3)	-
Coste de servicio anterior	-	-
Cargo total en cuenta de resultados	-	3

El movimiento en el pasivo reconocido en el balance es el siguiente:

	Millones de euros
A 1.1.04	7
Diferencias de cambio	-
Pasivo adquirido en una combinación de negocios (Nota 31)	20
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	3
Contribuciones pagadas	(2)
A 31.12.04	28
Diferencias de cambio	10
Pasivo adquirido en una combinación de negocios	-
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	-
Contribuciones pagadas	(3)
A 31.12.05	35

Las principales hipótesis actuariales anuales fueron las siguientes:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Tipo de descuento (anual)	6,00%	6,00%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (anual)	6,00%	6,00%
Incrementos futuros de salario (anual)	1,50%	1,50%
Incrementos futuros de pensiones (anual)	0,00%	0,00%
Tipo de inflación (anual)	4,50%	4,50%
Tabla de mortalidad	GAM - 83	GAM - 83

b) Provisión por adecuación plantilla

GAS NATURAL inició una reducción voluntaria de plantilla en 2002. Los empleados que acuerden la rescisión voluntaria del contrato de trabajo tienen derecho a percibir un pago de un tanto alzado mínimo en virtud de la ley española equivalente a 45 días por cada año trabajado de su salario actual. Además del pago mínimo requerido por el derecho español, se proporcionarán prestaciones únicas en el momento de la rescisión de la relación laboral. Tanto la cantidad mínima requerida por el derecho español como las prestaciones adicionales se llevan a gastos cuando es probable

que tenga lugar el pago.

c) Fondo de permanencia

GAS NATURAL dispone de un Plan de fidelidad que consiste en aportaciones a un fondo de inversión clasificado como Activos financieros disponibles para la venta (ver Nota 8). Se contabilizan en el Fondo de Permanencia movimientos similares a los registrados en el movimiento del valor razonable del fondo de inversión con el correspondiente efecto en las pérdidas y ganancias.

Nota 19. Impuestos

Situación Fiscal

El Grupo Fiscal representado por Gas Natural SDG, S.A. como sociedad dominante, tributa desde el año 1993 en el Régimen de Consolidación Fiscal regulado en el Capítulo VII del Título VII del Real Decreto Legislativo 2004, de 5 de marzo, lo que implica la determinación de forma conjunta del resultado fiscal del Grupo y las deducciones y bonificaciones a la cuota.

En el ejercicio 2005, el Grupo Consolidado Fiscal lo constituyen además de Gas Natural SDG, S.A. las sociedades siguientes: Gas Natural Castilla y León, S.A., Gas Natural Cegás, S.A., Gas Natural Castilla La Mancha, S.A., Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A., Gas Natural Informática, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Gas Natural Andalucía, S.A., Gas Natural Internacional SDG, S.A., Holding Gas Natural, S.A., La Propagadora del Gas, S.A., La Energía, S.A., Sagane, S.A., Gas Natural Cantabria SDG, S.A., Gas Natural Murcia SDG, S.A., Desarrollo del Cable, S.A., Gas Natural Electricidad SDG, S.A., Equipos y Servicios, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A., Gas Navarra, S.A., Gas Natural Rioja, S.A., Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A., Gas Natural Soluciones, S.L., Invergás Puerto Rico, S.A., Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Transporte SDG, S.L., Gas Natural Corporación Eólica, S.L., Gas Natural Exploración, S.L., Distribución Eléctrica Navafrías, S.L., Electra de Abusejo, S.L., Gas Natural Capital Markets, S.A., Sinia XXI, S.A. y Tratamiento Almazán, S.L.

El resto de las sociedades incluidas en el perímetro de consolidación tributan individualmente.

La conciliación del resultado contable de los ejercicios con la base imponible del Impuesto sobre Sociedades es la siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Resultado contable consolidado antes de impuestos	1.068	926
Gastos no deducibles e ingresos no computables:	(164)	(62)
De las sociedades individuales	(399)	(181)
De los ajustes de consolidación	235	119
Diferencias temporales	(79)	(153)
Provisiones	(8)	(54)
Otros conceptos	(71)	(99)
Base imponible previa	825	711
Compensación bases negativas de ejercicios anteriores	(7)	(27)
Base Imponible	818	684

Las diferencias de las sociedades individuales incluyen como partida más significativa la plusvalía obtenida en las enajenaciones del 13,34% de Enagás, S.A.

De acuerdo con lo dispuesto en la Disposición Adicional 4ª del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades aprobado por Real Decreto Legislativo 4/2004 de fecha 5 de marzo (antigua disposición adicional 14ª de la Ley 43/1995 de 27 de diciembre del Impuesto sobre Sociedades, en la redacción dada por la Ley 24/2001 de 27 de diciembre), no se integraron en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades los beneficios obtenidos en el ejercicio 2002 como consecuencia de la Oferta Pública de venta de acciones de Enagás, S.A. y los beneficios obtenidos en las ventas realizadas en los ejercicios 2003, 2004 y 2005, pendientes de integrar hasta que no se transmitan o se den de baja en el balance los bienes y derechos en los que se ha reinvertido los importes obtenidos de la venta, de acuerdo al siguiente detalle, en millones de euros:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinversión	Finalización plazo reinversión
2002	917	917	2005
2003	39	39	2006
2004	292	118	2007
2005	432	-	2008
Total	1.680	1.074	

La reinversión se ha realizado en elementos patrimoniales de inmovilizado afectos a actividades económicas y en valores representativos de sociedades que otorgan una participación superior al 5%, habiendo sido efectuada tanto por la propia Sociedad como por el resto de empresas del Grupo Fiscal en virtud de lo dispuesto en el artículo 75 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

A 31 de diciembre de 2004 se ha reinvertido el importe de 34,8 millones de euros, importe obtenido de la venta de la totalidad de los elementos patrimoniales transmitidos en 2001, en elementos de infraestructura de transporte secundario y distribución de gas natural en España, que se encontraban acogidas a lo dispuesto en la Disposición Transitoria 3ª de la Ley 24/2001.

Los gastos no deducibles y los ingresos no computables corresponden a la retrocesión de provisiones no deducibles y a los ajustes de consolidación de operaciones de enajenación de participaciones anteriormente comentadas.

Las deducciones a la cuota aplicadas en el ejercicio 2005 han ascendido a 47 millones de euros y las retenciones e ingresos a cuenta a 107 millones de euros. También se incluyen ajustes por diferencias impositivas del ejercicio anterior por 3 millones de euros.

El tipo efectivo de gravamen al cierre del ejercicio 2005 ha sido del 22,6% consecuencia de la aplicación del régimen fiscal previsto en la disposición adicional 14ª de la Ley 43/1995 de 27 de diciembre del Impuesto sobre Sociedades, para las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de disposiciones con rango de Ley, a los resultados de sociedades puestas en equivalencia por no afectar al cálculo del gasto por Impuesto sobre Sociedades, a la aplicación de tasas impositivas reducidas, a la aplicación de créditos fiscales pendientes de compensar con resultados positivos.

El gasto por impuesto sobre las ganancias del período es el siguiente:

Impuesto sobre las ganancias	A 31.12.05	A 31.12.04
Impuesto corriente	266	267
Impuesto diferido	(25)	(36)
	241	231

Actas fiscales

En fecha 21 de abril de 2004 se firmaron Actas en Disconformidad correspondientes a las propuestas de liquidación de las Inspecciones relativas a los conceptos Impuestos sobre Sociedades (períodos 1995 a 1998) y del Impuesto sobre el Valor Añadido e Impuestos sobre la Renta de las Personas Físicas (períodos agosto 1997 a diciembre 2000) del Grupo fiscal. Tras las alegaciones iniciales presentadas por la Sociedad, la Oficina Nacional de Inspección ha notificado los correspondientes Actos Administrativos de Liquidación. Estas liquidaciones han sido recurridas por GAS NATURAL ante las instancias oportunas.

En relación con anteriores actuaciones inspectoras, cuyos resultados concluyeron con la firma de Actas en Disconformidad, actualmente se encuentran en distintas fases procesales (Tribunal Supremo y Audiencia Nacional). De los resultados obtenidos en dichos tribunales deben destacarse el importante número de estimaciones conseguidas relativas a las propuestas fiscales efectuadas.

Asimismo, desde 2004 se vienen desarrollando actuaciones inspectoras al Grupo Consolidado Fiscal de GAS NATURAL relativas al Impuesto sobre Sociedades para el período 1999 a 2002 y de forma exclusiva a la sociedad matriz en cuanto al Impuesto sobre el Valor Añadido y Retenciones sobre Rendimientos de Trabajo y Capital Mobiliario para el período enero 2001 a diciembre 2002. El resto de tributos se encuentran abiertos a inspección por el período legalmente no prescrito.

Los Administradores consideran, en consecuencia, que el resultado de estas situaciones no tendrá impacto significativo en las presentes cuentas anuales de GAS NATURAL.

Impuestos diferidos

El detalle de los impuestos diferidos es el siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Activos por impuestos diferidos:		
- No corrientes	60	36
- Corrientes	163	125
	223	161
Pasivos por impuestos diferidos:		
- No corrientes	(376)	(239)
- Corrientes	(74)	(52)
	(450)	(291)
Impuestos diferidos netos	(227)	(130)

El movimiento en los epígrafes de impuestos diferidos es el siguiente:

A 1.1.04	12
Diferencias de cambio	(2)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	(81)
Abono/(cargo) en cuenta de resultados	(36)
Movimientos vinculados variaciones patrimoniales	(17)
Otros	(6)
A 31.12.04	(130)
Diferencias de cambio	(2)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	(32)
Abono/(cargo) en cuenta de resultados	(25)
Movimientos vinculados variaciones patrimoniales	(55)
Otros	17
A 31.12.05	(227)

La composición de los epígrafes de impuestos diferidos es la siguiente:

Impuestos diferidos de pasivo	Diferencias amortización	Reinversión plusvalías	Valor razonable activos combinación de negocios	Valor razonable activos disponibles para la venta	Instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.04	49	75	-	-	-	32	156
Creación/reversión	-	24	-	-	(1)	(5)	17
Combinaciones de negocio	-	-	88	-	-	9	97
Movimientos ligados ajustes patrimonial	-	-	-	20	-	-	20
Otros	-	-	-	-	1	(1)	1
A 31.12.04	49	99	88	20	-	35	291
Creación/reversión	-	45	(5)	-	(1)	(12)	27
Combinaciones de negocio	-	-	62	-	-	-	62
Otros	-	-	(5)	-	2	-	(3)
Movimientos ligados ajustes patrimonial	-	-	-	52	5	-	57
Diferencias de conversión	-	-	13	-	-	3	16
A 31.12.05	49	144	153	72	6	26	450

Impuestos diferidos de activo	Provisiones y pensiones por obligaciones con el personal	Periodificaciones	Créditos fiscales	Gastos diferidos a efectos fiscales	Instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.04	55	16	46	8	4	39	168
Creación/reversión	13	4	(6)	5	-	(1)	(19)
Combinaciones de negocio	3	-	-	11	-	2	16
Movimientos ligados ajustes patrimonial	-	-	-	-	3	-	3
Reclasificaciones	-	-	-	-	1	(2)	-
Otros	-	-	(2)	2	-	(5)	(5)
Diferencias de conversión	-	-	(2)	-	-	-	(2)
A 31.12.04	46	12	36	26	8	33	161
Creación/reversión	2	(4)	(4)	2	-	10	2
Combinaciones de negocio	-	-	29	-	-	1	30
Movimientos ligados ajustes patrimonial	-	-	-	-	2	-	2
Otros	11	-	(4)	1	1	4	13
Diferencias de conversión	-	1	3	6	-	4	15
A 31.12.05	56	9	60	35	11	52	223

Nota 20. Ingresos diferidos

El detalle y los movimientos producidos durante los ejercicios 2005 y 2004 han sido los siguientes:

	Subvenciones de capital	Activos materiales recibidos sin desembolso	Ingresos por contraprestación de nuevas acometidas y ramales	Ingresos por desplazamiento de red con cargo a terceros	Otros ingresos	Total
A 1.1.04	54	30	113	68	27	292
Financiación recibida	13	-	34	14	6	67
Cancelaciones	-	-	-	-	-	0
Aplicado a resultados	(10)	-	(8)	(5)	(10)	(33)
Amort.	100	-	(1)	-	1	100
Otros	1	4	(7)	(3)	(4)	(9)
Diferencias de conversión	-	(3)	(1)	-	(4)	(8)
A 31.12.04	158	31	130	74	16	409
Financiación recibida	10	-	25	16	-	51
Cancelaciones	-	-	-	-	(1)	(1)
Aplicado a resultados	(8)	(1)	(8)	(6)	(7)	(30)
Traspaso a corto plazo	-	-	-	-	(1)	(1)
Otros	-	(1)	(1)	-	2	0
Diferencias de conversión	-	-	1	4	-	5
A 31.12.05	160	29	147	88	9	433

Se incluyen en el epígrafe "Otros ingresos", a 31 de diciembre de 2005, 8 millones de euros en referencia a la contraprestación del otorgamiento del derecho de preferencia con Repsol YPF, S.A. (15 millones de euros a 31 de diciembre de 2004). (Ver Nota 10).

Nota 21. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2005 y 2004 es el siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Gastos devengados y no pagados	166	123
Otros pasivos (*)	46	33
Pasivo por arrendamiento financiero	27	27
Dividendo a cuenta del ejercicio	139	126
Total	378	309

(*) Incluye la parte a corto plazo de los Otros pasivos mencionados en la Nota 16.

Nota 22. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2005 y 2004 es el siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Acreedores comerciales	1.647	1.183
Acreedores comerciales empresas vinculadas (1)	6	22
Acreedores comerciales empresas asociadas	2	183
Administraciones públicas	186	103
Remuneraciones pendientes de pago	26	17
Total	1.867	1.508

(1) Grupo Repsol YPF

Nota 23. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2005 y 2004 es el siguiente:

	2005	2004
Ventas de gas natural	6.731	4.709
Ventas de electricidad	753	455
Acceso a redes de distribución y compensación de distribución	547	622
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	238	198
Servicios de transporte	101	103
Otros ingresos y servicios a clientes	157	179
Total	8.527	6.266

Nota 24. Otros ingresos

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2005 y 2004 es el siguiente:

	2005	2004
Otros ingresos de gestión	86	64
Ingresos de obras	10	9
Subvenciones de explotación	4	-
Otros	8	14
Total	108	87

Nota 25. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2005 y 2004 es el siguiente:

	2005	2004
Compras de energía	5.748	3.884
Acceso a redes de distribución	331	197
Otras compras	138	164
Variación de existencias	(67)	(11)
Total	6.150	4.234

Nota 26. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2005 y 2004 es el siguiente:

	2005	2004
Sueldos y salarios	222	182
Costes Seguridad Social	48	43
Costes pensión—planes de aportación definidos	6	5
Planes de prestaciones definidos y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral	2	2
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(42)	(41)
Otros	16	14
Total	252	205

El número medio de empleados de GAS NATURAL durante el ejercicio 2005 ha sido de 6.756, y en 2004 de 6.484.

Nota 27. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2005 y 2004 es el siguiente:

	2005	2004
Servicios y publicidad comercial	156	146
Servicios informáticos	23	16
Arrendamientos	30	28
Impuestos locales	78	59
Servicios profesionales y seguros	70	56
Reparaciones y mantenimiento	141	110
Suministros	35	32
Otros	212	168
Total	745	615

Nota 28. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2005 y 2004 es el siguiente:

	2005	2004
Ingresos por intereses	43	39
Intereses de préstamos asociadas	12	10
Otros	10	9
Total ingresos financieros	65	58
Coste de la deuda financiera	(242)	(183)
Gastos por intereses de planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral	(4)	(4)
Otros gastos financieros	(33)	(25)
Total gastos financieros	(279)	(212)
Ganancias/(pérdidas) de cambio netas	(5)	1
Ganancias/(pérdidas) de cambios en valor razonable neto de Instrumentos financieros derivados	(2)	(1)
Resultado financiero neto	(221)	(154)

Todas las diferencias de cambio se han incluido en el resultado financiero, en la línea de ganancias/(pérdidas) de cambio netas.

Nota 29. Dividendos

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. en 26 de noviembre de 2004 acordó distribuir un dividendo a cuenta de los resultados de 2004 de 0,27 euros brutos por acción, por importe total de 121 millones de euros, pagado a partir del 11 de enero de 2005.

La Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2005 aprobó abonar un total de 0.71 euros por acción a cargo de los resultados del ejercicio 2004 y, en

consecuencia, el reparto de un dividendo a pagar en julio de 2005 de 197 millones de euros (0,44 euros por acción).

El Consejo de Administración acordó el 25 de noviembre de 2005 distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2005 de 0,31 euros brutos por acción, por importe total de 139 millones de euros, pagado a partir del 10 de enero de 2006.

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

Base de reparto:	
Pérdidas y ganancias	767
Distribución:	
A reserva voluntaria	391
A dividendo	376

Nota 30. Efectivo generado por las operaciones

La composición del efectivo generado por las operaciones de 2005 y 2004 es el siguiente:

	2005	2004
Beneficio del ejercicio	827	695
Ajustes por:		
- Impuesto	241	231
- Amortización inmovilizado material (Nota 5)	426	369
- Amortización inmovilizado inmaterial (Nota 6)	93	68
- Movimientos netos en provisiones (Nota 17)	42	22
- Movimientos netos en prestaciones para empleados (Nota 18)	7	8
- Movimientos netos en provisiones de circulante	23	20
- Resultado variaciones valor razonable instrumentos financieros derivados	2	1
- Resultado enajenación participaciones en empresas asociadas	(286)	(162)
- Ingresos financieros (Nota 28)	(65)	(58)
- Gastos financieros (Nota 28)	279	212
- Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas (Nota 7)	(34)	(61)
- Diferencias de cambio netas (Nota 28)	5	(1)
- Ingresos diferidos aplicados a resultados (Nota 20)	(30)	(33)
- Otros ajustes	(28)	(9)
Cambios en el fondo de maniobra (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias conversión):		
- Existencias	(65)	69
- Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(529)	(433)
- Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	377	224
Efectivo generado por las operaciones	1.285	1.162

Nota 31. Combinaciones de negocios

El 13 de abril de 2005 GAS NATURAL adquirió el 100% del capital social de DERSA, un grupo español dedicado principalmente a la explotación de parques eólicos. El negocio adquirido contribuyó al grupo con unas ventas de 29 millones de euros y con un beneficio neto de 16 millones de euros para el período comprendido entre 1 de abril de 2005 y 31 de diciembre de 2005. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero del 2005, la contribución a las ventas y al beneficio del año hubiera sido 39 millones de euros y 20 millones de euros, respectivamente.

El detalle de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	272
Total precio de compra	272
Valor razonable de los activos netos adquiridos	177
Fondo de comercio (Nota 6)	95

El fondo de comercio es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a las sinergias que se prevén que surjan tras la adquisición de GAS NATURAL.

Los activos y pasivos derivados de la adquisición son los siguientes:

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	170	170
- Parques eólicos	147	147
- Inmovilizado material en curso	23	23
Otros activos intangibles	175	-
- Desarrollo de parques eólicos	175	-
Activos no corrientes	7	7
- Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	2	2
- Otros activos financieros no corrientes	5	5
Activos por impuestos diferidos	9	9
ACTIVOS NO CORRIENTES	361	186
Existencias	1	1
Otros activos financieros corrientes	15	15
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	20	20
ACTIVOS CORRIENTES	36	36
TOTAL ACTIVOS	397	222
Deuda financiera	127	127
Otros pasivos no corrientes	7	7
Pasivos por impuestos diferidos	61	-
PASIVOS NO CORRIENTES	195	134
Deuda financiera	6	6
Otros pasivos corrientes	19	19
PASIVOS CORRIENTES	25	25
TOTAL PASIVOS	220	159
Activos netos adquiridos	177	63
Precio de compra	272	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	20	
Efectivo utilizado en la adquisición	252	

En el mes de junio se adquiere una participación adicional del 36,8% de la sociedad Portal Gas Natural, S.A. por un importe de 4,2 millones de euros. La diferencia (1 millón de euros) entre la cantidad pagada y el valor contable de los minoritarios (3,2 millones de euros) se ha ajustado contra las ganancias acumuladas y otras reservas.

En el mes de julio de 2005 Petrobras ejerce la opción de compra sobre el 12,41% de la sociedad Ceg Rio, S.A. Tras esta venta la participación disminuye hasta el 59,59% con un efecto en reservas de 1 millón de euros y de 2 millones de euros en intereses minoritarios. La contabilización definitiva de la combinación de negocios derivada de la adquisición de participaciones adicionales en Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. y Ceg Rio, S.A. ha representado un aumento del inmovilizado inmaterial por 68 millones de euros.

En agosto de 2005 se ha reducido el capital de Gas Natural ESP, S.A. con una devolución de 23 millones de euros a Gas Natural Internacional SDG, S.A. Esta operación no tiene efectos en el patrimonio y el resultado atribuido a los accionistas de la sociedad dominante. El efecto en minoritarios es una disminución de 18 millones de euros.

Las combinaciones de negocios realizadas en el 2004 son las siguientes:

El 13 de enero de 2004 se adquiere la totalidad de las acciones en las distribuidoras de gas Gea, S.p.A, Gas S.p.A, Agragas S.p.A., Gas Natural Servizi e Logistica, S.p.A., Congas, S.p.A y Gas Fondiaria, S.p.A. a través de GN Distribuzione Italia, S.p.A. y Gas Natural Vendita, S.p.A. El negocio adquirido ha contribuido a los resultados de GAS NATURAL en 2004 con un beneficio neto de 3 millones de euros.

El desglose de los activos netos adquiridos y fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	104
Total precio de compra	104
Valor razonable de los activos netos adquiridos	79
Fondo de comercio (Nota 6)	25

El fondo de comercio es atribuible a la alta rentabilidad del negocio y las sinergias que se prevén que surjan tras la adquisición de GAS NATURAL.

Los activos y pasivos derivados de la adquisición son los siguientes:

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	148	133
Activos financieros no corrientes	1	1
ACTIVOS NO CORRIENTES	149	134
Existencias	14	14
Otros activos corrientes	21	21
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	6	6
ACTIVOS CORRIENTES	41	41
TOTAL ACTIVOS	190	175
Ingresos diferidos (Subvenciones)	45	45
Provisiones para pensiones y obligaciones	2	2
Pasivos por impuestos diferidos	6	-
PASIVOS NO CORRIENTES	53	47
Deuda financiera	13	13
Otros pasivos corrientes	45	45
PASIVOS CORRIENTES	58	58
TOTAL PASIVOS	111	105
Activos netos adquiridos	79	70
Precio de compra	104	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	6	
Efectivo utilizado en la adquisición	98	

El 16 de julio de 2004 la participación de GAS NATURAL en Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. (CEG) aumentó hasta un 54,2%, (a través de la adquisición de una participación adicional del 25,5%) y en Ceg Rio, S.A. hasta un 72.0%, (a través de la adquisición de una participación adicional del 33,7%). Estas sociedades que se consolidaban por el método proporcional, pasan a consolidarse por el método de integración global. GAS NATURAL se dedica a la distribución de gas en Brasil. El negocio adquirido ha contribuido en los resultados del 2004 de GAS NATURAL con un beneficio de 3 millones de euros. Si la adquisición se hubiera realizado al inicio del año, la contribución a las ventas y al beneficio del ejercicio, hubieran sido 80 millones de euros y 9 millones de euros, respectivamente.

El desglose de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	129
Total precio de compra	129
Valor razonable de los activos netos adquiridos	129
Fondo de comercio	-

Los activos y pasivos derivados de la adquisición son los siguientes (valores incorporados en las cuentas: la información no incluye los importes correspondientes a los porcentajes que GAS NATURAL tenía en el momento de esta adquisición):

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	129	129
—Instalaciones de distribución de gas	92	92
—Otro inmovilizado material	37	37
Otros activos intangibles	176	2
—Concesiones	174	-
—Otro Inmovilizado inmaterial	2	2
Activos financieros no corrientes	2	2
Activos por impuestos diferidos	12	12
Otros activos no corrientes	8	8
ACTIVOS NO CORRIENTES	327	153
Existencias	1	1
Otros activos corrientes	45	45
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	15	15
ACTIVOS CORRIENTES	61	61
TOTAL ACTIVOS	388	214
Deuda financiera	69	69
Provisiones para pensiones y obligaciones	20	20
Otras Provisiones	7	7
Pasivos por impuestos diferidos	64	3
PASIVOS NO CORRIENTES	160	99
Deuda financiera	37	37
Pasivos por impuestos sobre las ganancias corrientes	39	39
PASIVOS CORRIENTES	76	76
TOTAL PASIVOS	236	175
Activos netos	152	39
Intereses minoritarios	23	23
Activos netos adquiridos	129	16
Precio de compra	129	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	15	
Efectivo utilizado en la adquisición	114	

El 3 de agosto de 2004, Gas Natural Internacional SDG, S.A. adquirió la totalidad de las participaciones en Smedigas, S.p.A. y Smedigas S.r.L, sociedades italianas dedicadas a la distribución de gas. El negocio adquirido ha contribuido en los resultados de GAS NATURAL de 2004 con un beneficio de 1 millón de euros. Si la adquisición se hubiera realizado al inicio del año, la contribución a las ventas y al beneficio del ejercicio, hubieran sido 19 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

El desglose de los activos netos y el fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	46
Total precio de compra	46
Valor razonable de los activos netos adquiridos	13
Fondo de comercio (Nota 6)	33

El fondo de comercio es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y las sinergias que se prevén que surjan tras la adquisición de GAS NATURAL.

Los activos y pasivos derivados de la adquisición son los siguientes:

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	108	108
Activos por impuestos diferidos	1	1
ACTIVOS NO CORRIENTES	109	109
Existencias	1	1
Otros activos corrientes	13	13
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	1	1
ACTIVOS CORRIENTES	15	15
TOTAL ACTIVOS	124	124
Deuda financiera	12	12
Ingresos diferidos (Subvenciones)	55	55
Provisiones para pensiones y obligaciones	1	1
Otras pasivos no corrientes	16	16
Pasivos por impuestos diferidos	8	8
PASIVOS NO CORRIENTES	92	92
Deuda financiera	4	4
Otros pasivos corrientes	15	15
PASIVOS CORRIENTES	19	19
TOTAL PASIVOS	111	111
Activos netos adquiridos	13	13
Precio de compra	46	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	1	
Efectivo utilizado en la adquisición	45	

El 14 de septiembre de 2004, Gas Natural Internacional SDG, S.A. adquirió el 100% de Nettis Impianti, S.p.A. Esta sociedad es la titular de todas las acciones de Nettis Gestioni S.p.A, Nettis Gas Plus S.p.A, Imianti Sicuri, S.r.L, Società Consortile di Metanizzazione, A.r.L. y SCM Gas Plus, S.r.L. El Grupo italiano se dedica

básicamente a la distribución de gas. El negocio adquirido ha contribuido en los resultados de 2004 de GAS NATURAL con un beneficio de 2 millones de euros.

Si la adquisición se hubiera realizado al inicio del año, la contribución a las ventas y al beneficio del ejercicio, hubieran sido 42 millones de euros y 3 millones de euros, respectivamente.

El desglose de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	137
Total precio de compra	137
Valor razonable de los activos netos adquiridos	60
Fondo de comercio (Nota 6)	77

El fondo de comercio es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a las sinergias que se prevén que surjan tras la adquisición de GAS NATURAL.

Los activos y pasivos derivados de la adquisición son los siguientes:

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	98	49
—Instalaciones de distribución de gas.	84	35
—Otro inmovilizado material.	14	14
Otros activos intangibles	4	4
Activos por impuestos diferidos	3	3
ACTIVOS NO CORRIENTES	105	56
Existencias	1	1
Otros activos corrientes	27	27
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	8	8
ACTIVOS CORRIENTES	36	36
TOTAL ACTIVOS	141	92
Deuda financiera	7	7
Provisiones para pensiones y obligaciones.	1	1
Otros pasivos no corrientes	9	9
Pasivos por impuestos diferidos	18	-
PASIVOS NO CORRIENTES	35	17
Deuda financiera	6	6
Otros pasivos corrientes	40	40
PASIVOS CORRIENTES	46	46
TOTAL PASIVOS	81	63
Activos netos adquiridos	60	29
Precio de compra	137	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	8	
Efectivo utilizado en la adquisición	129	

El 10 de noviembre de 2004 se constituyó Gas Natural Corporación Eólica, S.L. Mediante esta sociedad GAS NATURAL adquirió la totalidad de las acciones en Sinia XXI, S.A., sociedad matriz de un grupo dedicado a la explotación de parques eólicos. Esta sociedad tiene participaciones en Corporación Eólica de Zaragoza, S.L. (65.6%), Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L. (50%), Montouto 2000, S.L. (49%), Enervent, S.A. (26%) y Burgalesa de Generación Eólica (20%). El negocio ha

contribuido en los resultados de 2004 de GAS NATURAL con un beneficio de 0,5 millones de euros. Si la adquisición se hubiera realizado al inicio del año, la contribución a las ventas y al beneficio del ejercicio, hubieran sido 5 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente.

El desglose de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	33
Total precio de compra	33
Valor razonable de los activos netos adquiridos	8
Fondo de comercio (Nota 6)	25

El fondo de comercio es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a las sinergias que se prevén que surjan tras la adquisición de GAS NATURAL.

Los activos y pasivos derivados de la adquisición son los siguientes:

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	35	35
—Parques eólicos	18	18
—Inmovilizado material en curso	17	17
Activos financieros no corrientes.	2	2
Otros activos no corrientes	1	1
ACTIVOS NO CORRIENTES	38	38
Otros activos corrientes	5	5
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.	8	8
ACTIVOS CORRIENTES	13	13
TOTAL ACTIVOS	51	51
Deuda financiera	31	31
Pasivos por impuestos diferidos	1	1
Otros pasivos no corrientes	1	1
PASIVOS NO CORRIENTES	33	33
Deuda financiera	9	9
Otros pasivos corrientes	1	1
PASIVOS CORRIENTES	10	10
TOTAL PASIVOS	43	43
Activos netos adquiridos	8	8
Precio de compra	33	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	8	
Efectivo utilizado en la adquisición	25	

- En abril de 2004 la participación en la sociedad Gas Natural Cegás, S.A. se incrementó en un 9,3%, con un coste de 18 millones de euros. La diferencia (11 millones de euros) entre la cantidad pagada y el valor contable de los minoritarios (7 millones de euros) se ha ajustado contra las ganancias acumulada y otras reservas.

- En junio de 2004, Proinvergas, S.A. ESP fue eliminada del ámbito de la consolidación tras su liquidación. La participación de los socios minoritarios disminuyó en 4 millones de euros.

Nota 32. Negocios conjuntos

En diciembre 2005 y 2004 GAS NATURAL tiene las siguientes participaciones en negocios conjuntos:

	2005	2004
UTE Gas Natural Servicios-Dalkia Energia	50,0%	50,0%
A.E.Hospital Universitario Trias Pujol	50,0%	50,0%
A.E.Ciutat Sanitaria Bellvitge	50,0%	50,0%
Sociedad de Tratamientos La Andaya, S.A.	45,0%	45,0%
Central Térmica La Torrecilla, S.A.	50,0%	50,0%
Los Castrios, S.A.	33,3%	-
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	50,0%	-
Desarrollo de Energías Renovables la Rioja, S.A.	36,3%	-
Molinos del Cidacos, S.A.	50,0%	-
Molinos de la Rioja, S.A.	33,3%	-
Molinos de Linares, S.A.	33,3%	-
Montouto 2000, S.A.	49,0%	49,0%
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	50,0%	50,0%
CH Energía S.A. de C.V.	50,0%	50,0%
Transnatural S.R.L. de México	50,0%	50,0%
EcoEléctrica Holding Ltd	50,0%	50,0%
EcoEléctrica Limited	50,0%	50,0%
EcoEléctrica LP	50,0%	50,0%
Repsol - Gas Natural LNG , S.L.	50,0%	-

La aportación de las participaciones en negocios conjuntos de activos, pasivos, ingresos y resultados de GAS NATURAL es la siguiente:

	A 31.12.05	A 31.12.04
Activos no corrientes	420	267
Activos corrientes	116	74
Activos:	536	341
Pasivos no corrientes	372	270
Pasivos corrientes	54	24
Pasivos:	426	294
Activos netos	110	47

	A 31.12.05	A 31.12.04
Ingresos	210	154
Gastos	177	131
Beneficios después de impuestos	33	23

No existen pasivos contingentes de las participaciones en negocios conjuntos. En los compromisos se incluye el compromiso para la compra de gas por EcoEléctrica LP de 33.588 GWh a 31 de diciembre de 2005 y de 41.824 GWh a 31 de diciembre de 2004.

Nota 33. Acuerdos sobre concesiones

Mediante la concesión del derecho de uso del gasoducto Magreb-Europa, GAS NATURAL tiene derecho a utilizar el gasoducto de transporte, y la obligación de mantener y mejorar, en lo necesario, dicho gasoducto. Asimismo, GAS NATURAL opera en la distribución de gas natural en Latinoamérica en virtud de acuerdos de concesiones, generalmente con plazos de hasta 30 años. Los acuerdos de concesión de gas contienen disposiciones para el uso de vías públicas para el suministro directo de gas a los consumidores finales, así como para la construcción y mantenimiento de las instalaciones de gas. Existen también obligaciones de conexión de acuerdo con la normativa de aplicación. Al vencimiento de los acuerdos de concesión, existe una obligación legal de transmitir la titularidad de la red a cambio de una compensación apropiada.

Nota 34. Información de las operaciones con partes vinculadas y otros.

Las partes vinculadas con las que GAS NATURAL ha formalizado transacciones son las siguientes:

- Accionistas significativos de GAS NATURAL, esto es, aquellos que poseen el 5% o más, y aquellos que, pese a no ser significativos, han ejercido el poder de nombrar a un miembro del Consejo de Administración. En base a todo ello, las partes vinculadas de GAS NATURAL son Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (la Caixa), Repsol YPF, S.A., Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA) y Caixa d'Estalvis de Catalunya (Caixa Catalunya).
- También se incluyen transacciones con sociedades sobre las que GAS NATURAL ejerce una influencia significativa (asociadas). En virtud de esta definición, Enagás, S.A. está incluida en esta acepción por haber sido considerada asociada hasta el 30 de septiembre de 2005.
- Los administradores y ejecutivos de la sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración; "ejecutivo" significa un miembro del Comité de Dirección de GAS NATURAL.

Las transacciones en los ejercicios 2005 y 2004 han sido las siguientes:

Transacciones con "la Caixa":

- *Financiación de la Oferta.* La Caixa es una de las entidades financieras que participan en el crédito de hasta 7.806 millones de euros que serán utilizados exclusivamente para financiar el pago en efectivo que recibirán los Accionistas de Endesa, S.A. que acepten la Oferta. La Caixa actúa también como agente de pagos en dicho contrato. El contrato de crédito fue sindicado el 21 de octubre de 2005 a otras 22 instituciones financieras. Además, La Caixa es el agente de picos que intervendrá en el canje de las fracciones o picos de acciones de Endesa, S.A. y el agente de la liquidación.

- *Préstamos sindicados.* La Caixa mantiene una participación en créditos sindicados de 52,3 millones de euros y 54,0 millones de dólares (45,6 millones de euros), con vencimiento entre 2007 y 2009, con un devengo de intereses no pagados de 1,9 millones de euros a 31 de diciembre de 2005. A 31 de diciembre de 2004 el importe correspondiente a la participación en créditos sindicados era de 88,1 millones de euros y 55,9 millones de dólares (39,9 millones de euros) y los intereses devengados no pagados ascendían a 0,8 millones de euros. Los saldos se incluyen en las Deudas financieras. Los intereses devengados ascienden a 5,4 millones de euros y 5,8 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y 31 de diciembre de 2004, respectivamente.

- *Líneas de crédito.* GAS NATURAL tiene 30,0 millones de euros en líneas de crédito, de los que se han dispuesto 8,0 millones de euros a 31 de diciembre de 2005. A 31 de diciembre de 2004 las líneas de crédito disponibles ascendían a 200,0 millones de euros, de los que se habían dispuesto 5,4 millones de euros. Los intereses devengados son 0,6 millones de euros y 0,1 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y 31 de diciembre de 2004, respectivamente.

- *Contrato de Crédito Club Deal.* La Caixa es el banco mediador que coordina el contrato de préstamo de operación colectiva, en el que participa con 10,0 millones de euros. Este importe corresponde tanto a fecha 31 de diciembre de 2005 como a 31 de diciembre de 2004.

- *Garantías.* Las garantías establecidas ascendían a 109,1 millones de euros, con un límite de 116,1 millones de euros, y a 100,8 millones de euros con un límite de 117,3 millones de euros, correspondientes a 31 de diciembre de 2005 y 31 de diciembre de 2004 respectivamente. Los intereses sobre garantías proporcionadas por sociedades del Grupo "la Caixa" ascendieron a 2,4 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y a 1,8 millones de euros a 31 de diciembre de 2004.

Además de las garantías antes mencionadas, la Caixa ha otorgado a favor de GAS NATURAL un aval bancario irrevocable con motivo de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A. (ver Nota 35).

GAS NATURAL ejerce como contragarante en un préstamo que La Caixa tiene concedido a Gas Natural BAN, S.A. Los ingresos obtenidos por esta contraprestación ascienden a 2,3 millones de euros y a 2,4 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y 31 de diciembre de 2004, respectivamente.

- *Planes de pensiones.* Los importes pagados durante el ejercicio 2005, a una sociedad controlada conjuntamente por La Caixa y un tercero, por la aportación a planes de pensiones y seguros relacionados con el personal ascienden a 2,9 millones de euros. En el ejercicio 2004, el importe pagado ascendió a 4,1 millones de euros.

- *Participación de Invercaixa en los Programas EMTN y ECP.* Invercaixa Valores era uno de los ocho "dealer" del programa de GAS NATURAL de EMTN (Euro Medium Term Notes), así como uno de los cinco "dealer" en el programa ECP (Euro Commercial Paper). En el año 2005, las actividades de Invercaixa Valores fueron integradas en la Caixa; por ello, la renovación del programa EMTN de 2005 se ha efectuado directamente por la Caixa en calidad de "dealer" del programa.

- *Coberturas con relación a tipos de cambio por pagos futuros en divisas y pagos de intereses.* A 31 de diciembre de 2005, existían coberturas de tipo de cambio que ascendían a 567,0 millones de euros para pagos futuros en divisas y 406,1 millones

de euros para los pagos de intereses. Las coberturas existentes a 31 de diciembre de 2004 ascendían a 243,8 millones de euros y 150,0 millones de euros, respectivamente.

- *Plan de Incentivos 2002-2006.* Actualmente, el plan de incentivos, para directivos, vigente contratado por GAS NATURAL con Invercaixa, corresponde al del ejercicio 2002, para el que se contrató en dicho ejercicio 279.411 opciones, habiéndose ejercido 5.418 durante el ejercicio 2004 y 136.265 durante 2005, quedando, por tanto, pendientes a 31 de diciembre de 2005 un total de 137.728 opciones.

- *Cuentas bancarias en La Caixa.* A 31 de diciembre de 2005, el efectivo y equivalentes al efectivo ascendían a 30,2 millones de euros, y a 31 de diciembre de 2004 a 62,4 millones de euros. Los intereses devengados bajo esta partida en 2005 ascendían a 2,6 millones de euros y en 2004 a 0,8 millones de euros.

- *Adquisición de Portal Gas Natural, S.A.* El 29 de junio de 2005, Gas Natural SDG, S.A. adquirió el 36,84% de Portal Gas Natural, S.A. de "e-la Caixa" (filial de La Caixa) por 4,2 millones de euros.

- *Gestión de cobro.* En relación al contrato marco de gestión de cobro de recibos para las operaciones de financiación de instalaciones de gas suscrito el día 4 de abril de 2003 entre La Caixa y GAS NATURAL, la remuneración recibida por GAS NATURAL por dichos servicios ascendió a 2,1 millones de euros; tanto a 31 de diciembre de 2005 como a 31 de diciembre de 2004.

- *Otros.* Otros servicios prestados por empresas del Grupo la Caixa ascienden a 2,9 millones de euros y 2,1 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y a 31 de diciembre de 2004, respectivamente.

- *Dividendos.* Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2005 ascendieron a 105,1 millones de euros y a 31 de diciembre de 2004 a 84,1 millones de euros.

Transacciones con Repsol YPF, S.A.:

- *Compras y ventas.* Las adquisiciones de gas natural, gas natural licuado, materiales y servicios diversos ascendieron a 584,9 millones de euros y 345,8 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y a 31 de diciembre de 2004, respectivamente.

Las ventas de gas natural, gas licuado, electricidad y servicios diversos ascendieron a 435,2 millones y 366,2 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y 31 de diciembre de 2004, respectivamente.

- *Brasil.* GAS NATURAL otorgó a Repsol YPF, S.A. un derecho de preferencia para suministrar gas natural en Brasil durante tres años, con un compromiso de pago total, a GAS NATURAL, de 30,0 millones de dólares, mediante pagos anuales de 10,0 millones de dólares. El primer devengo se realizó en diciembre de 2004 y el segundo en diciembre de 2005, por lo que la cantidad pendiente de devengo a fecha actual son 10,0 millones de dólares.

- *Argentina.* Repsol YPF, S.A. tiene un contrato de suministro a GAS NATURAL que cubre el suministro de gas natural para las actividades de distribución del Grupo en Argentina hasta diciembre de 2006, por un volumen anual de 2,1 bcm de gas natural

- *Upstream y midstream.* En las áreas de upstream y midstream, GAS NATURAL y Repsol YPF, S.A. se han comprometido en la ejecución de proyectos integrados de GNL mediante la constitución de sociedades "joint venture" o mediante la firma de acuerdos de colaboración. Durante 2005, se han alcanzado acuerdos con el objeto de intensificar la colaboración en ambas áreas:

- *Upstream.* En el área de la exploración, producción y licuación, las dos sociedades podrán establecer acuerdos para desarrollar nuevos proyectos, en los cuales Repsol YPF, S.A. será el operador con un 60% de los activos, y GAS NATURAL tendrá una participación del 40%. Hasta la fecha, se han alcanzado acuerdos para participar conjuntamente en el proyecto Gassi Touil LNG y el proyecto de exploración de hidrocarburos Gassi Chergui, ambos en Argelia.

También se han alcanzado acuerdos, durante 2005, para participar, con un 30% del total de la adjudicación por parte de GAS NATURAL, en el proyecto de exploración de tres bloques "offshore" en la zona de Tánger-Larache, los cuales fueron adjudicados por el Reino de Marruecos a Repsol YPF, S.A. en Noviembre de 2003.

- *Midstream.* Con respecto al área de transporte, gestión y negociación de los acuerdos de compraventa, trading y suministro de gas natural en el mercado mayorista, GAS NATURAL y Repsol YPF, S.A. constituyeron, con fecha de agosto de 2005, una sociedad "joint venture" denominada Repsol-Gas Natural LNG, S.L., en la que ambos socios participan en un 50%. Con arreglo al mismo acuerdo, se establece que GAS NATURAL y Repsol YPF, S.A. coordinarán el desarrollo de diversos proyectos de plantas de regasificación en las que GAS NATURAL será el operador y los derechos de regasificación corresponderán a la nueva sociedad "joint venture".

- *Seguros.* Hasta el 27 de diciembre de 2005, existió un contrato de servicios entre Gaviota Re, S.A., compañía cautiva de reaseguro, filial participada al 100% por Repsol YPF, S.A., y GAS NATURAL, por el cual Gaviota Re, S.A. prestaba un servicio de "fronting" y de elaboración y archivo de la documentación necesaria a disposición de GAS NATURAL. El coste por este servicio representó en 2005 un importe de 0,1 millones de euros. Asimismo, Gaviota Re ha participado como reasegurador del Programa de Seguros de GAS NATURAL.

- *Dividendos.* Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2005 ascendieron a 98,1 millones de euros. A 31 de diciembre de 2004 el importe ascendía a 81,4 millones de euros.

Transacciones con Caixa Catalunya:

- *Financiación de la Oferta.* Caixa Catalunya es una de las entidades financieras que participan en la sindicación del crédito de hasta 7.806 millones de euros que serán utilizados exclusivamente para financiar el pago en efectivo que recibirán los Accionistas de Endesa, S.A. que acepten la Oferta (ver Nota 1). El contrato de crédito fue sindicado, el 21 de octubre de 2005, a veintidós instituciones financieras.

- *Préstamos.* A 31 de diciembre de 2004 Caixa Catalunya participaba con 0,3 millones de euros, en préstamos sindicados. En diciembre de 2005 este concepto no presentaba deuda pendiente de pago. Los intereses devengados no han sido significativos ni durante 2005 ni 2004.

- *Líneas de crédito.* GAS NATURAL tiene 30,0 millones de euros en líneas de crédito y ha dispuesto 10,9 millones de euros, incluidos en la deuda financiera a 31 de diciembre de 2005. Este mismo concepto, relativo a diciembre 2004 representa unos importes de 30,0 millones de euros en líneas de crédito de las cuales se había dispuesto 2,5 millones de euros. Los intereses devengados son 0,3 millones de euros a 31 de diciembre de 2005 y no significativos a 31 de diciembre de 2004.

- *Garantías.* Tanto a 31 de diciembre de 2004 como a 31 de diciembre de 2005 Caixa Catalunya ha proporcionado garantías por 28,3 millones de euros, con un límite de 31.3 millones de euros.

- *Coberturas con relación a pagos de intereses.* A 31 de diciembre de 2005, existían coberturas de pagos de intereses que ascendían a 6,9 millones de euros. Estas coberturas no existían a 31 de diciembre de 2004.

- *Leasing.* A 31 de diciembre de 2005 Caixa Catalunya participa en una transacción de leasing por 1,5 millones de euros que vence en 2008. Esta transacción no existía en el ejercicio 2004.

- *Otros.* Las comisiones e intereses devengados en 2005 ascendieron a 0,1 millones de euros, tanto a 31 de diciembre de 2005 como a 31 de diciembre de 2004.

- *Dividendos.* Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2005 ascienden a 9,6 millones de euros. A 31 de diciembre de 2004 el importe pagado ascendía a 8,1 millones de euros.

Transacciones con Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA):

- *Dividendos.* Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2005 ascienden a 15,9 millones de euros. A 31 de diciembre de 2004 el importe ascendía a 13,4 millones de euros.

Transacciones con Enagás, S.A.:

- *Ventas y compras.* Ventas de gas natural y gas natural licuado de suministro para clientes de tarifa regulada que ascienden a 580,5 millones de euros a 30 de septiembre de 2005 y a 722,6 a 31 de diciembre de 2004.

Adquisiciones de gas natural y gas natural licuado de suministro a una tarifa regulada que ascienden a 514,6 millones euros a 30 de septiembre de 2005 y a 676,4 a 31 de diciembre de 2004.

- *Otros servicios.* Regasificación, transporte y almacenaje de gas y otros servicios con un valor de 71,6 millones de euros a 30 de septiembre de 2005. Este concepto a 31 de diciembre de 2004 ascendía a 77,9 millones de euros.

Servicios varios prestados por GAS NATURAL por un importe de 19,6 millones de euros a 30 de septiembre de 2005. El importe correspondiente a 31 de diciembre de 2004 es de 17,7 millones de euros.

- *Fibra óptica.* En el período comprendido hasta 30 de septiembre 2005, GAS NATURAL firmó con Enagás, S.A. un acuerdo de compra de red de fibra óptica por 4,9 millones de euros y de venta de una red de fibra óptica por 2,5 millones de euros.

- *Dividendos.* Dividendos recibidos en el año que asciende a 8,5 millones de euros a 30 de septiembre 2005. El importe correspondiente a 31 de diciembre de 2004 es de 22,7 millones de euros.

Transacciones con Administradores, Comité de Dirección y familiares cercanos:

Ejercicio 2005

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2005, el importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. asciende a 3.982 miles de euros, comprendiéndose en estas cantidades tanto las atribuidas por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas comisiones del mismo, como las correspondientes, en su caso, a las relaciones de tipo laboral o responsabilidades directas que pudieran tener a distintos niveles ejecutivos.

Los importes devengados en el ejercicio 2005 de retribuciones por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva y otras Comisiones, que percibieron individualmente los miembros del Consejo de Administración, han sido los siguientes:

Retribuciones (en miles de euros)						
	Cargo	Periodo	Consejo	Comisión Ejecutiva	Otras Comisiones	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	01/01/05 a 31/12/05	300	300	10	610
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	01/01/05 a 31/12/05	100	100	9	209
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado	01/02/05 a 31/12/05	91	91	-	182
D. José Villarsau Salat	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	-	-	100
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	-	10	110
D. José Luis Jové Vintó	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	100	9	209
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	01/02/05 a 31/12/05	91	91	9	191
D. Nemesio Fernández-Ouesta Luca de Tena	Vocal	01/02/05 a 31/12/05	91	-	-	91
D. Guzmán Solana Gómez	Vocal	01/02/05 a 31/12/05	91	91	9	191
D. Fernando Ramírez Mazarredo	Vocal	01/01/05 a 31/01/05 y 01/05/05 a 31/12/05	73	9	8	90
Caixa d'Estalvis de Catalunya	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	-	-	100
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	100	10	210
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	100	10	210
D. Emiliano López Achurra	Vocal	01/01/05 a 31/12/05	100	-	-	100
D. Miguel Valis Maseda	Vocal	01/02/05 a 31/12/05	91	-	-	91
D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	Vocal	01/05/05 a 31/12/05	64	-	-	64
D. José Arcas Romeu	Vocal	01/07/05 a 31/12/05	45	-	-	45
D. Enrique Locutura Rupérez	Consejero Delegado	01/01/05 a 31/01/05	9	9	-	18
D. José Ramón Blanco Balín	Vocal	01/01/05 a 31/01/05	9	9	1	19
D. Miguel Angel Remón Gil	Vocal	01/01/05 a 31/01/05	9	-	1	10
D. Gregorio Villalabertía Gaiárraga	Vocal	01/01/05 a 30/04/05	36	-	4	40
D. José M ^a Goya Laza	Vocal	01/01/05 a 28/02/05	18	-	-	18
D. Leopoldo Rodés Castañé	Vocal	01/01/05 a 30/06/05	55	-	-	55
			1.873	1.000	90	2.963

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2005 por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del grupo, asociadas o relacionadas, corresponde exclusivamente a Enagás, S.A., ascendiendo a:

	Enagás, S.A.
D. Salvador Gabarró Serra	68
D. Rafael Villaseca Marco	55
D. José Ramón Blanco Balín	33
	156

Los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., en su condición de consejeros, no han percibido importe alguno por préstamos y pensiones y no existe ninguna obligación, en materia de seguro de vida. El importe de las obligaciones contraídas en materia de pensiones y de pagos de primas de seguros de vida respecto de los miembros del Consejo, en su condición de directivos, ascendió a 37 miles de euros.

Operaciones con Administradores

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 26/2003 de 17 de julio, se incluyen a continuación las comunicaciones de los Administradores en relación con las participaciones que tienen en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que la Sociedad al 31 de diciembre de 2005, así como los cargos o las funciones que en ellas ejercen:

Administradores y cargo en otras Sociedades con análoga o complementaria actividad	Cargo en Gas Natural SDG	Número de acciones y porcentaje en:					
		GAS NATURAL	Enagás	Repsol YPF	Endesa	Iberdrola	Suez
D. Salvador Galarza Serra	Presidente	-	10 (0.000)	-	-	10.350	-
Vocal Consejo Administración de Enagás, S.A. y Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones		-	-	-	-	-	-
D. Antonio Brufau Nudo	Vicepresidente	25.020 (0.006)	-	15.649 (0.001)	-	-	2.222 (0.000)
Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A. y Presidente de YPF, S.A.		-	-	-	-	-	-
Vocal Consejo Administración de Suez, S.A. y Miembro de Comisión de Auditoría		-	-	-	-	-	-
D. Rafael Vilaseca Marco	Consejero	1.000 (0.000)	356 (0.000)	-	859 (0.000)	636 (0.000)	-
Vocal Consejo Administración de Enagás, S.A.		-	-	-	-	-	-
Presidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L.		-	-	-	-	-	-
Presidente de Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A.		-	-	-	-	-	-
D. José Vilasas Salas	Vocal	90 (0.000)	-	-	-	-	-
Santiago Cebal Cebal	Vocal	-	-	-	5.000 (0.001)	-	-
D. Carlos Losada Marrocan	Vocal	-	-	-	-	-	-
Fernando Ramirez Mazareno	Vocal	200 (0.000)	-	-	-	-	-
Director General Económico-Financiero Repsol YPF, S.A.		-	-	-	-	-	-
D. Carlos Kinder Esquivosa	Vocal	100 (0.000)	-	-	-	-	-
Enrique Alcántara García Irazoqui	Vocal	3.834 (0.001)	-	-	-	-	-
Gaija d'Estel·lis de Gataunya	Vocal	13.550.000 (3.03)	-	-	-	-	-
Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Vocal	-	-	-	-	-	-
Director General Upstream Repsol YPF, S.A.		-	-	-	-	-	-
Vocal Consejo Administración de Repsol-Gas Natural LNG, S.L.		-	-	-	-	-	-
Emiliano López Achurra	Vocal	-	-	-	-	-	-
Guzmán Solana Gómez	Vocal (1)	-	-	-	-	-	-
Miguel Valls Maseda	Vocal	200 (0.000)	-	-	-	-	-
Jaime Vega de Seane Azpilicueta	Vocal	-	-	-	-	-	-
José Arcas Romeu	Vocal	415 (0.000)	-	-	1.190 (0.000)	-	-
José Luis Jové Vitor	Vocal	100 (0.000)	-	-	-	-	-

(1) Mantiene relación laboral ordinaria con GAS NATURAL en calidad de Asesor de la Alta Dirección.

En relación con el alcance de la información exigida por el artículo 127 ter, apartado 4, del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, se informa en 2005 tanto de la participación en el capital que ostenten los Administradores en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad, directa o indirectamente, como en sociedades que reúnan las mismas características, sean éstas del grupo, asociadas o carezcan de vinculación.

Los Administradores de la Sociedad no han llevado a cabo durante el ejercicio 2005, operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con la sociedad o con las sociedades del Grupo.

Comité de Dirección

La remuneración total pagada al Comité de Dirección en el ejercicio 2005, ascendió a 3.388 miles de euros, de los cuales, 3.322 miles de euros representan prestaciones a corto plazo y 66 miles de euros representan prestaciones posteriores al cese de la relación laboral. El coste de las indemnizaciones totales percibidas por los miembros del Comité de Dirección que han cesado en sus funciones en el ejercicio 2005, asciende a 4.458 miles de euros.

Ejercicio 2004

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2004, el importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. asciende a 3.338 miles de euros, comprendiéndose en estas cantidades tanto las atribuidas por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas comisiones del mismo, como las correspondientes, en su caso, a las relaciones de tipo laboral o responsabilidades directas que pudieran tener a distintos niveles ejecutivos.

Los importes devengados en el ejercicio 2004 de retribuciones por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva y otras Comisiones, que percibieron individualmente los miembros del Consejo de Administración, han sido los siguientes:

			Retribuciones (en miles de euros):			
	Cargo	Periodo	Consejo	Comisión Ejecutiva	Otras Comisiones	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente (*)	01/01/04 a 31/12/04	136	136	10	282
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente (*)	01/01/04 a 31/12/04	141	141	9	291
D. Enrique Locutura Rupérez	Consejero delegado	01/01/04 a 31/12/04	100	100	-	200
D. Enrique Alcantara-García Irazoqui	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	-	10	110
D. José Ramón Blanco Balín	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	100	10	210
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	100	6	206
D. José M ^a Goya Laza	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	-	-	100
D. José Luis Jové Vintró	Vocal	26/11/04 a 31/12/04	9	9	-	18
D. Emiliano López Achurra	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	-	-	100
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	100	6	206
D. Fernando Ramírez Mazarredo	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	100	16	216
D. Miguel Ángel Remón Gili	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	82	19	201
D. Leopoldo Rodés Castañé	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	-	-	100
D. José Viñarasa Sarat	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	-	-	100
D. Gregorio Villalapeña Galárraga	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	-	10	110
Caixa d'Estalvis de Catalunya	Vocal	01/01/04 a 31/12/04	100	-	-	100
D. Narciso Barceló Estrany	Vocal	01/01/04 a 19/06/04	55	-	-	55
D. Juan Sancho Rot	Vocal	01/01/04 a 28/10/04	82	-	5	87
			1.723	868	101	2.692

(*) Nombramiento de fecha 27 de octubre de 2004.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2004 por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades de GAS NATURAL o asociadas, asciende a 171 miles de euros, de acuerdo con el siguiente detalle.

	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Enagás, S.A.	Total
D. Salvador Gabarró Serra	5	12	17
D. Antonio Brufau Niubó	-	56	56
D. Enrique Locutura Rupérez	5	35	40
D. José Ramón Blanco Balín	-	53	53
D. Leopoldo Rodés Castañé	5	-	5
	15	156	171

Los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. en su condición de consejeros no han percibido importe alguno por préstamos y pensiones y no existe ninguna obligación en materia de seguro de vida. El importe de las obligaciones contraídas en materia de pensiones y de pagos de primas de seguros de vida respecto de los miembros del Consejo, en su condición de directivos, ascendió a 23 miles de euros.

Operaciones con Administradores

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 26/2003 de 17 de julio, se incluyen a continuación las comunicaciones de los Administradores en relación con las participaciones que tienen en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que la Sociedad a 31 de diciembre de 2004, así como los cargos o las funciones que en ellas ejercen, sin considerar los cargos en sociedades de GAS NATURAL:

Administradores y cargo en otras Sociedades con análoga o complementaria actividad	Cargo en Gas Natural SDG, S.A.	Número de acciones y porcentaje en:				
		Enagás	Repsol YPF	Endesa	Iberdrola	Suez
D. Salvador Gabarró Serra Vocal Consejo Administración de Enagás, S.A. y Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Presidente	10 (0,000)	-	-	10,350 (0,001)	-
D. Antonio Brúau Muñoz Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A. y Presidente de la Comisión Delegada	Vicepresidente	-	7,035 (0,001)	-	-	2,000 (0,000)
D. Enrique Locutura Rupérez Vocal Consejo Administración de Enagás, S.A.	Consejero Delegado	-	3,719 (0,000)	306 (0,000)	-	-
D. José Ramón Blanco Balín Consejero Delegado de Repsol YPF, S.A.	Vocal	-	22,955 (0,002)	7,279 (0,001)	7,265 (0,001)	-
D. Santiago Cobo Cobo D. Carlos Losada Marrodán D. Fernando Ramírez Mazarredo D. Miguel Ángel Remón Gil	Vocal Vocal Vocal Vocal	- - - 22,654 (0,009)	- - - -	7,500 (0,001) - - -	5,000 (0,001) - - -	- - - -
D. Enrique Alcántara García Irujoqui D. José M ^{te} Goya Laza D. Emiliano López Achurra D. Leopoldo Rodas Castañe D. José Viterasau Salat D. Gregorio Vilaplanta Galarreta	Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción en Repsol YPF, S.A. Vocal Vocal Vocal Vocal Vocal Vocal	- - - - - -	- - - - - -	- - - - - -	- - - - - -	- - - - - -
D. José Luis Jordé Viteró Vocal Consejo Administración de Repsol YPF, S.A.	Vocal	-	-	-	-	-

Los Administradores de la sociedad no han llevado a cabo durante el ejercicio 2004, operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con la sociedad o con las sociedades de GAS NATURAL.

Comité de Dirección

La remuneración total pagada al Comité de Dirección ascendió a 3.776 miles de euros, de los cuales, 3.689 miles de euros representan prestaciones a corto plazo y 87 miles de euros representan prestaciones posteriores al cese de la relación laboral.

Nota 35. Garantías

A 31 de diciembre de 2005, Gas Natural SDG, S.A. ha otorgado avales a compañías del Grupo por importe de 1.633 millones de euros. Asimismo, GAS NATURAL ha solicitado avales a entidades financieras por importe de 842 millones de euros a 31 de diciembre de 2005, correspondientes a litigios en curso y transacciones comerciales de compañías del Grupo (detallado en la Nota 36). GAS NATURAL estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2005, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales prestados, no serían significativos.

De conformidad con lo previsto en el artículo 11.1 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio con el fin de garantizar el pago de la parte de la contraprestación en metálico por las acciones de Endesa, S.A. a aquellos titulares que acepten la Oferta, GAS NATURAL ha presentado ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores dos avales bancarios solidarios e irrevocables por importe conjunto de 7.806 millones

de euros, emitido uno por Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa") por importe total de 3.903 millones de euros, y emitido el otro por Société Générale, Sucursal en España por igual importe total de 3.903 millones de euros. El aval emitido por Société Générale, Sucursal en España garantiza, además de la parte de la contraprestación en metálico ofrecida por GAS NATURAL por el conjunto de valores a los que se extiende la Oferta, las obligaciones de pago por importe de hasta 35 millones de euros asumidas por el Agente de Picos para la adquisición de Picos en la Oferta.

Nota 36. Compromisos

La siguiente tabla presenta nuestros compromisos contractuales a 31 de diciembre de 2005:

Obligaciones contractuales	Total	A 31 de diciembre de 2005					
		2006	2007	2008	2009	2010	y siguientes
Obligaciones por arrendamientos financieros (1)	585	29	29	29	29	29	540
Obligaciones por arrendamientos operativos (2)	390	67	59	50	50	31	133
Obligaciones por compras de gas natural (3)	65.830	4.851	4.302	4.242	4.016	4.018	44.401
Obligaciones por transporte de gas natural (4)	991	170	142	145	132	90	312
Obligaciones por ventas de gas natural (5)	7.325	1.286	1.143	1.112	562	294	2.928
Compromisos de inversión (6)	471	207	247	17	-	-	-
Otros pasivos (7)	87	10	11	14	13	17	22
Total obligaciones contractuales	75.779	6.620	5.933	5.609	4.802	4.479	48.336

- 1) Refleja los pagos previstos de arrendamiento financiero para los dos buques de GNL.
- 2) Refleja los pagos futuros de arrendamientos para los seis buques de GNL.
- 3) Refleja los compromisos a largo plazo para comprar gas natural por un total de 4.503.880 GWh bajo los contratos de suministro de gas denominados "take or pay". Normalmente dichos contratos tienen un plazo de 20 a 25 años, una cantidad mínima de gas a comprar y mecanismos de revisión de precios indexados a precios internacionales de gas natural y precios regulados de gas natural en los países de destino. Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2005.
- 4) Refleja los compromisos a largo plazo para comprar capacidad de transporte de gas por un total de 446.726 GWh.
- 5) El compromiso de venta de gas natural es de 389.712 GWh. Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2005.
- 6) Refleja básicamente los compromisos por pagos en virtud de los contratos llave en mano para la construcción de las plantas de generación de ciclo combinado de Plana del Vent (con una capacidad de 800MW) y en Málaga (con una capacidad de 400MW).
- 7) Refleja los compromisos para la recompra de acciones preferentes a uno de los socios de la central de ciclo combinado según la resolución adoptada por los Accionistas que la regulan de forma conjunta en Puerto Rico.

Litigios y Arbitrajes

A fecha de hoy, Gas Natural es parte de varios procedimientos judiciales, principalmente relacionados con asuntos mercantiles, regulatorios, laborales, tributarios y contencioso-administrativos. Conforme a la información de la que Gas Natural dispone, entre dichos procedimientos, existen algunos que, en caso de resolución desfavorable, podrían tener un impacto negativo en el negocio o situación financiera del Grupo Gas Natural.

Arbitraje con Iberdrola

Una de las sociedades filiales de Gas Natural, Gas Natural Aprovisionamientos S. A., es parte en un procedimiento arbitral con Iberdrola. En este arbitraje, se está discutiendo la aplicación de la cláusula de revisión de precios prevista en el contrato de suministro suscrito por Gas Natural e Iberdrola. Con fecha 20 de junio de 2005, se cursó notificación a Gas Natural para comunicarle la apertura del procedimiento de arbitraje. En dicha notificación, no se hace constar el importe de la reclamación. Actualmente las partes se encuentran en el proceso de selección de árbitros.

Arbitraje con Atlantic LNG

Las compañías Atlantic LNG Trinidad y Tobago y Atlantic LNG 2/3 Trinidad y Tobago han informado a Gas Natural sobre la iniciación de un procedimiento de arbitraje en el que se discute la aplicación de las cláusulas de revisión de precios contenidas en los contratos de suministro suscritos con ambas compañías. El procedimiento no se ha iniciado todavía por lo que aún no se ha determinado la cuantía.

Arbitraje con la República de Argentina

Gas Natural ha iniciado un arbitraje contra la República de Argentina ante "International Center of Settlement of Investments Disputes" (ICSID) reivindicando una mayor protección de las inversiones realizadas en Argentina. No obstante, el procedimiento se encuentra temporalmente suspendido.

Explosiones en Getafe, Tarragona y Santa Coloma de Gramanet

Gas Natural podría tener responsabilidades civiles y penales como consecuencia de tres explosiones que tuvieron lugar en Getafe el 20 de enero de 2005, en Tarragona el 10 de noviembre de 2005 y en Santa Coloma de Gramanet el 12 de enero de 2006. Las causas de dichas explosiones no se han determinado todavía, dado que los procedimientos se encuentran aún en fase de diligencias previas, sin que en ninguno de ellos se haya declarado la responsabilidad de Gas Natural, ni determinado la cuantía a indemnizar por dicha responsabilidad.

El Grupo Gas Natural ha notificado a las correspondientes entidades aseguradoras la responsabilidad potencial que pudiera derivarse de las explosiones. Gas Natural considera que las pólizas de seguro cubren sobradamente la potencial responsabilidad que puede derivarse por dichos siniestros, asumiendo, Gas Natural, a través de Natural Re, sociedad de reaseguro (participada 100% por Gas Natural), los primeros 500.000 euros de cobertura relativos al siniestro de Getafe, y los primeros 1.500.000 euros para cada uno de los siniestros ocurridos en Tarragona y Santa Coloma de Gramanet. Las cifras en exceso de dichas cuantías serían soportadas por la cobertura del reaseguro internacional. Gas Natural no ha practicado provisión alguna por dichas responsabilidades, salvo el de las coberturas antes mencionadas, dado que no estima que el eventual resultado pueda conllevar el

pago por Gas Natural de otros importes distintos. A la presente fecha, no se han determinado todavía ni las causas de dichas explosiones, ni tampoco la cuantía total de los siniestros.

Reclamaciones fiscales en España

Durante el periodo comprendido entre los años 1991 y 2002, la Agencia Estatal de Administración Tributaria ha iniciado varios procedimientos de inspección en relación con las declaraciones tributarias de Gas Natural en particular, sobre el Impuesto de Sociedades, el Impuesto de la Renta de las Personas Físicas, Impuesto sobre el Valor Añadido y deducciones fiscales por actividades de exportación. Las inspecciones correspondientes a los ejercicios fiscales 1991 a 1998 han finalizado, y Gas Natural las ha recurrido ante los tribunales. Gas Natural estima que se podría disminuir una parte de las cantidades reclamadas en concepto de tales reclamaciones o desestimarse algunas de éstas. Por lo que se refiere a los procedimientos de inspección correspondientes a los ejercicios fiscales 1999 a 2002, se encuentran en la actualidad pendientes de resolución.

No obstante Gas Natural considera que las mencionadas reclamaciones fiscales así como los procedimientos de inspección abiertos, no llevarán asociado un impacto significativo sobre Gas Natural dado que están provisionadas en sus cuentas anuales.

Reclamaciones fiscales en Argentina

Las autoridades fiscales argentinas han realizado una reclamación fiscal que asciende a 155 millones de pesos argentinos en relación con el tratamiento fiscal de las ganancias de capital en el periodo comprendido entre 1993 y 1997, derivadas de la transmisión de redes de distribución a la filial argentina de la Sociedad, Gas Natural BAN, S.A. Cabe destacar, no obstante, que Gas Natural ha impugnado la reclamación fiscal ante las autoridades de apelación competentes y estima obtener un resultado positivo de dicha impugnación.

Compromisos de inversión en México

Gas Natural ha conferido garantías por un importe total de 41,5 millones de dólares con el objeto de asegurar sus compromisos de cobertura de clientes y de inversión adquiridos en los permisos de distribución para las zonas geográficas de Toluca, Distrito Federal, Bajío y Bajío Norte. Dichos compromisos de cobertura de clientes e inversión no se han cumplido íntegramente todavía, en particular, por lo que concierne a cobertura de clientes, el incumplimiento ha sido motivado, principalmente, por diversas causas de fuerza mayor, entre ellas, el retraso en la construcción de las infraestructuras de transporte a construir por terceros necesarias para la gasificación de algunas de las zonas en las que se obtuvo el permiso de distribución, así como por las dificultades en la obtención de las licencias municipales para realizar las obras de canalización del gas. En cualquier caso, hay fundamentos para defender los casos de fuerza mayor ante dichos incumplimientos.

En la actualidad, Gas Natural ha presentado a la autoridad regulatoria escritos haciendo valer las causas de fuerza mayor que le han impedido el cumplimiento con tales compromisos. No obstante, no hay ninguna certeza sobre si las autoridades decidirán ejecutar, de manera total o parcial las garantías conferidas, ni sobre si los permisos puedan o no quedar afectados por esta disputa. Ante el silencio de la autoridad, Gas Natural promovió un recurso ante un Tribunal Federal, habiendo obtenido la suspensión cautelar de la ejecución de las garantías.

Contratos en Argelia

Gas Natural ha estado intercambiado correspondencia con Sonatrach con relación a las diferencias de interpretación de ciertas cláusulas de los contratos de suministro de gas. Con fecha 1 de marzo de 2006, Gas Natural ha recibido una notificación de Sonatrach en la que se propone, bien solicitar la opinión de un experto independiente, o iniciar un procedimiento de arbitraje para dirimir dichas diferencias. En la presente fecha no ha sido nombrado ningún experto independiente ni se ha iniciado ningún procedimiento formal con relación a este asunto.

Arbitraje con Tejas Gas de Toluca de R.L. de C.V.:

Con fecha 18 de enero de 2006, Gas Natural ha recibido notificación sobre una demanda arbitral interpuesta por Tejas Gas de Toluca S. de R.L. de C.V. (Tejas Gas) contra Gas Natural México S.A. de C.V. y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PEMEX). Tejas Gas presta el servicio de transporte a Gas Natural México y PEMEX en su carácter de comercializadores a través de un gasoducto construido para prestar el servicio de transporte en la zona de Toluca, el cual entró en operación en julio de 2003. Tejas Gas reclama que Gas Natural no ha comprado la cantidad de gas mínima contratada. Por ello, Tejas Gas reclama a Gas Natural México y a PEMEX (cuya responsabilidad no es solidaria), el pago de las diferencias que se le adeudan. La cuantía reclamada no está completamente detallada en el escrito de interposición; en cualquier caso, la reclamación se refiere a la diferencia de varios meses, cuyo importe neto acumulado se estima, a 31 de diciembre de 2005, en 1,7 millones de dólares.

Procedimiento sancionador de la Comunidad de Madrid

La segregación de la rama de actividad de distribución a favor de Gas Natural Distribución SDG, S.A. fue comunicada a las Comunidades Autónomas competentes conforme al art. 67.1 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos (a la Comunidad Autónoma de Madrid con fecha 26 de octubre de 2005). La Comunidad de Madrid notificó el 21 de noviembre de 2005 la incoación de un procedimiento sancionador por (i) no haber solicitado autorización previa a la segregación y, (ii) por no estar inscrita Gas Natural Distribución SDG, S.A. en el Registro Administrativo del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (inscripción obtenida con fecha 22 de diciembre de 2005). El procedimiento está en tramitación y el acuerdo de iniciación del procedimiento ha indicado que la sanción máxima a imponer por las dos imputaciones sería de 3,6 millones de euros.

La Comunidad Autónoma de Madrid ha notificado a Gas Natural tres borradores de propuesta. En el caso de que alguno de estos borradores fuese finalmente aprobado, Gas Natural Distribución SDG, S.A. no obtendría las autorizaciones necesarias que necesita para llevar a cabo trabajos en las infraestructuras de redes establecidas en esa comunidad autónoma.

Endesa ha interpuesto un recurso de alzada ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio contra la resolución de la Comisión Nacional de Energía de 8 de noviembre de 2005 que autoriza la segregación de filiales y aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución. Con fecha 16 de febrero de 2006 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha desestimado el recurso interpuesto por Endesa. El 27 de febrero de 2006 Endesa recurrió en apelación ante la Audiencia Nacional la decisión del Ministerio.

Expedientes sancionadores abiertos por el Servicio de Defensa de la Competencia

El Servicio de Defensa de la Competencia ha abierto determinados expedientes sancionadores a Gas Natural por posible infracción de la normativa de competencia. Gas Natural considera que la resolución de los mismos, pese a que pueda ser desfavorable, no afectaría de modo adverso a la actividad o situación financiera del Grupo Gas Natural.

Nota 37. Auditoría

Ejercicio 2005

Los honorarios devengados durante el ejercicio 2005 por PricewaterhouseCoopers por servicios de auditoría de cuentas y otros servicios prestados al Grupo relacionados con la auditoría, entre los que se incluyen las revisiones y auditorías necesarias para el proceso de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A., ascendieron a 4,1 millones de euros.

Asimismo, los honorarios devengados durante el ejercicio 2005 por otros servicios prestados al Grupo por otras sociedades que utilizan la marca PricewaterhouseCoopers ascendieron a 0,8 millones de euros.

Ejercicio 2004

Los honorarios devengados durante el ejercicio 2004 por PricewaterhouseCoopers por servicios de auditoría de cuentas y otros servicios prestados a GAS NATURAL relacionados con la auditoría, ascendieron a 1,3 millones de euros.

Asimismo, los honorarios devengados durante el ejercicio 2004 por otros servicios prestados a GAS NATURAL por otras sociedades que utilizan la marca PricewaterhouseCoopers ascendieron a 0,5 millones de euros.

Nota 38. Medio Ambiente

Actuaciones Medioambientales 2005

De acuerdo con los principios de su política ambiental, durante el ejercicio de 2005 el GAS NATURAL ha continuado aplicando medidas encaminadas a reducir la incidencia de sus actividades y procesos sobre el entorno.

Entre ellas, cabe destacar, la incorporación a su *mix* de generación eléctrica de varios parques eólicos, lo que ha permitido disminuir el factor de emisión de gases de efecto invernadero en dicho proceso.

Asimismo, la renovación de redes y el empleo de materiales de última generación, ha supuesto una mejora en el nivel de emisiones de metano a la atmósfera.

A estas acciones se añaden otras como la sustitución de los vehículos más antiguos de su flota por otros utilizando gas natural como carburante.

Con objeto de mejorar el control y la gestión de los recursos energéticos y naturales en los centros de trabajo, se ha incrementado el número de edificios con sistemas de telemedida que permiten un seguimiento de los consumos en tiempo real y la visualización de valores históricos, lo que facilita la adopción de acciones o planes de mejora.

Por otra parte, se ha ampliado la recogida selectiva y la gestión de envases y recipientes de plástico en los centros de trabajo. Esta medida se ha acompañado de unos carteles que recogen 15 buenas prácticas con las que los empleados pueden contribuir a preservar el medio y al plan de reducción de gastos que está aplicando GAS NATURAL.

El compromiso de GAS NATURAL con el medio ambiente ha conducido al estudio de soluciones que permitan integrar las energías renovables con el gas natural del modo más eficiente. Muestra de ello es la edición y difusión del "Manual de cálculo y diseño de instalaciones de producción de agua caliente sanitaria en edificaciones de viviendas mediante energía solar y apoyo individual a gas natural". En esta publicación, se proponen las soluciones más adecuadas en cada situación con distintas configuraciones. Durante el año 2005 se han realizado presentaciones de este Manual en los principales Salones Inmobiliarios celebrados en España. Además se han distribuido unas 2.000 copias a representantes de las Administraciones Públicas, arquitectos, promotores, universidades, instaladores, etc.

Asimismo, en colaboración con el área de Mecánica de Fluidos de la Universidad de Zaragoza, se ha elaborado y editado el Manual "Generación Eléctrica Distribuida", que tiene por objeto dar a conocer las diferentes posibilidades en el ámbito de la cogeneración y el abastecimiento energético urbano con criterios de elevada eficiencia y mínimo impacto ambiental, del que a su vez se ha realizado una amplia difusión.

En cuanto a gestión de proveedores, se ha elaborado el documento: "Buenas prácticas de actuación medioambiental en obras para construcción de redes de distribución" y se ha promovido y conseguido la adhesión a dichas buenas prácticas de los principales contratistas de obras que trabajan para el Grupo en España.

En otro campo de actuación, merece especial mención el avance en el proceso de realización de proyectos acogidos al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) contemplado en el protocolo de Kioto, que permite a agentes de países industrializados llevar a la práctica proyectos de mejora de la eficiencia energética o de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo y generar créditos de emisión, que pueden ser utilizados para cumplir sus compromisos en el país de origen. En la actualidad el GAS NATURAL tiene ya en proceso de validación o aprobación de metodología los siguientes proyectos:

- Proyecto "Umbrella" de sustitución de combustible en industrias en Bogotá, Colombia.
- Proyecto de reducción de fugas en líneas de distribución de gas de Monterrey, México.
- Proyecto de reducción de fugas en líneas de distribución de gas de Rio de Janeiro, Brasil.
- Proyecto de pequeña escala de sustitución de combustible en industrias brasileñas.

Todas estas actuaciones medioambientales realizadas en el ejercicio 2005 han alcanzado unas inversiones totales de 37 millones de euros, lo que representa unas

inversiones y amortizaciones acumuladas incluidas en el activo del balance de situación de 302 y 66 millones de euros, respectivamente.

Además se han realizado actividades de patrocinio, formación y divulgación medioambiental.

Las posibles contingencias, indemnizaciones y otros riesgos de carácter medioambiental en los que pudiera incurrir el Grupo están adecuadamente cubiertos con las pólizas de seguro de responsabilidad civil que tiene suscritas.

Actuaciones Medioambientales 2004

Durante el año 2004 GAS NATURAL continuó manteniendo su compromiso de contribuir a preservar el entorno, prestando una especial atención a la protección del medio ambiente durante el desarrollo de todas sus actuaciones.

Ello se ha materializado, entre otras actuaciones, en un total de 42 Estudios de Impacto Ambiental en España y Latinoamérica. Un ejemplo puede ser la realización de dos proyectos de reforestación del área degradada de Petrópolis (Brasil) que superan los 10.000 m².

La Gestión Medioambiental de GAS NATURAL, certificada de acuerdo con la Norma UNE-EN-ISO 14001 está extendida a diez empresas distribuidoras de gas en España y a Metragaz, como empresa de transporte, en Marruecos. En 2004, Gas Natural México S.A. de C.V. se unió al conjunto de empresas certificadas.

Uno de los principales objetivos del Sistema de Gestión Medioambiental fue la reducción de consumos de energía y agua en los centros de trabajo. Para facilitar su seguimiento y contribuir al ahorro de recursos, en el edificio principal de Madrid y en algunos edificios de Barcelona se instaló un conjunto de paneles denominados "Espejo energético". En ellos se muestran los valores históricos y actuales de dichos consumos, para que los usuarios puedan seguir su evolución y compararlos con los valores considerados como objetivo. Adicionalmente, en estos edificios, se instalaron sistemas de telemida de los consumos energéticos, de forma que los gestores energéticos puedan adoptar decisiones de mejora de eficiencia.

Por otro lado, GAS NATURAL continuó con su política de reducir el consumo de papel e incrementar el uso del papel reciclado, así como disminuir tanto el consumo de agua en edificios e instalaciones, como la gestión de residuos.

En otro orden de cosas, durante 2004, GAS NATURAL continuó impulsando proyectos de generación eléctrica distribuida, especialmente en el entorno de polígonos de nueva planificación. GAS NATURAL aplicó estos conceptos en sus propias instalaciones.

En esta línea de trabajo, instaló una microturbina de gas en el edificio de Montigalà en Badalona con la que produjo energía eléctrica y térmica para cubrir sus propias necesidades y además, distribuir calor a una escuela municipal próxima.

GAS NATURAL continuó impulsando proyectos de cogeneración, como el que se instalará junto a la futura sede de GAS NATURAL en Barcelona. Esta planta abastecerá energéticamente, además de al propio edificio, al Hospital del Mar, al Parc de Recerca Biomèdica de Barcelona, a diversas dependencias de la Universidad Pompeu Fabra, al Instituto Oceanográfico y a un hotel en construcción.

Durante 2004, GAS NATURAL inició el proyecto de instalación de una pila de combustible de última generación en el edificio propio de Avenida de América en Madrid. Se trata de un equipo de alta eficiencia eléctrica que cubrirá las necesidades energéticas del inmueble a través de un sistema avanzado de trigeneración.

GAS NATURAL ha sido una empresa pionera en la aplicación de las ventajas del gas natural en la generación de electricidad. Por ello, desde hace varios años desarrolla la tecnología de los ciclos combinados como la mejor opción para producir energía eléctrica por sus elevados rendimientos y su bajo impacto ambiental.

En 2004, la producción eléctrica de GAS NATURAL en España mediante centrales térmicas de ciclo combinado, tuvo lugar en San Roque (Cádiz), Sant Adrià de Besòs (Barcelona) y Arrúbal (La Rioja). En el ámbito internacional, la generación eléctrica se concentró en la central de Puerto Rico.

En esta línea de trabajo, GAS NATURAL impulsó el desarrollo de proyectos en los que, para obtener el máximo aprovechamiento energético, las plantas se sitúan próximas a los grandes consumidores de electricidad, por ello planteó la nueva central de ciclo combinado del Port de Barcelona.

Otra forma de mejorar la eficiencia energética en la fase de producción de energía eléctrica es el empleo de cogeneración. GAS NATURAL participa en numerosas plantas de cogeneración a través de su empresa La Energía, S.A.

Con el objetivo de promover un desarrollo sostenible, GAS NATURAL mantuvo el compromiso de elaborar y aplicar medidas tendentes a reducir sus emisiones de gases efecto invernadero según las directrices establecidas en el Protocolo de Kioto y las Directivas Comunitarias derivadas. En esta línea, controló sus emisiones por transporte y distribución de gas, por generación de energía eléctrica y por usos propios.

Durante 2004, GAS NATURAL realizó un estudio sobre la emisión de ruidos que se genera en cada una de las fases de instalación de redes de distribución de gas, así como Estaciones de Regulación y Medida y Armarios de Regulación con el fin de cumplir las estipulaciones marcadas por la normativa aplicable.

Por último, GAS NATURAL suscribió una participación en el *Community Development Carbon Fund* del Banco Mundial. Este Fondo de Carbono fue diseñado para realizar proyectos vinculados con el desarrollo de los procesos productivos, los hábitos, la educación y la salud de las poblaciones más desfavorecidas del planeta.

Todas estas actuaciones medioambientales realizadas en el ejercicio 2004 han alcanzado unas inversiones totales de 41 millones de euros, lo que representa unas inversiones y amortizaciones acumuladas incluidas en el activo del balance de situación de 265 y 52 millones de euros, respectivamente.

Además se han realizado actividades de patrocinio, formación y divulgación medioambiental.

Las posibles contingencias, indemnizaciones y otros riesgos de carácter medioambiental en los que pudiera incurrir GAS NATURAL están adecuadamente cubiertos con las pólizas de seguro de responsabilidad civil que tiene suscritas.

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

Emisiones

El 27 de agosto de 2004 se aprobó el Real Decreto Ley 5/2004, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que tiene como objetivo el ayudar a cumplir con las obligaciones derivadas de la Convención y el Protocolo de Kioto. Las disposiciones del Real Decreto son de aplicación a las instalaciones susceptibles de generar emisiones de dióxido de carbono en un nivel superior al establecido por su actividad y capacidad, concretamente para el Grupo GAS NATURAL, como propietario de instalaciones de producción de energía eléctrica de servicio público con potencia térmica nominal superior a 20MW por las instalaciones de ciclo combinado.

El Consejo de Ministros aprobó, con fecha 21 de enero de 2005, la asignación individualizada definitiva de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2005-2007, resultando para el Grupo GAS NATURAL una asignación de 14 millones de toneladas de CO₂.

Las toneladas asignadas, distribuidas anualmente para los años 2005, 2006 y 2007 son:

(mtCO ₂)	2005	2006	2007
Derechos de emisión asignados	3.592	4.225 (*)	5.853 (*)

(*) Pendiente de transferencia a la cuenta de GAS NATURAL, 1.847 mtCO₂ del ejercicio 2006 y la asignación del ejercicio 2007.

No se han producido adquisiciones ni enajenaciones en relación con los derechos de emisión en 2005.

Nota 39. Acontecimientos posteriores al cierre

Se ha continuado en 2006 el proceso de desinversión de Enagás, S.A. con lo que la participación en dicha empresa ha descendido del 10% a la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas.

En el mes de enero de 2006 se ha puesto en funcionamiento la central de ciclo combinado de Cartagena (Murcia), con una potencia instalada de 1.200 MW repartidos en tres módulos de 400 MW cada uno.

Con fecha 24 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros acordó una serie de cambios regulatorios relacionados con los mercados de gas y electricidad. El Consejo de Ministros trató de diversos asuntos, entre los que se incluyó la adaptación de la legislación española a las directivas comunitarias de gas y electricidad del año 2003, la introducción de distintas medidas destinadas a mitigar el déficit del mercado eléctrico a tarifa que, para el año 2005, ha sido estimado en 3,6 billones de euros, todo ello debido a que los precios de la electricidad no reflejan el coste real de su generación, así como la aceleración del proceso de liberalización del mercado, aumentando la transparencia y la efectividad de los poderes supervisores de la Comisión Nacional de Energía.

El Real Decreto-Ley 3/2006, que entró en vigor con fecha 1 de marzo de 2006, introduce varias medidas para mitigar el déficit del mercado eléctrico a tarifa

mediante la implementación de un mecanismo donde la electricidad generada y vendida en el mercado regulado por las sociedades pertenecientes al mismo grupo tendrán un precio fijado por el Gobierno al ser equiparados a contratos bilaterales. Además, el precio de la energía eléctrica que percibirán los integrantes del Mercado Mayorista de Electricidad se minorará en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados previa y gratuitamente a cada uno de los productores de energía eléctrica.

El Real Decreto-Ley 4/2006, que entró en vigor el 28 de febrero de 2005, aumenta los poderes de supervisión de la Comisión Nacional de Energía por lo que concierne a fusiones y adquisiciones en el sector energético. De conformidad con dicho Real Decreto-Ley, la Comisión Nacional de Energía tiene que autorizar todas las operaciones que afecten a sociedades que realicen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, tales como centrales térmicas nucleares, centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional, o que se desarrollen en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como las actividades de almacenamiento de gas natural o de transporte de gas natural por medio de gasoductos internacionales que tengan como destino el territorio español, tanto si la sociedad que realiza dichas actividades es la entidad adquirente o la entidad objeto de adquisición. La Comisión Nacional de Energía tiene la facultad de analizar la existencia de riesgos significativos sobre dichas actividades, de proteger los intereses generales del sector energético y garantizar un adecuado suministro de gas y electricidad. En el caso de formularse una oferta pública de adquisición de acciones, la Comisión Nacional de Energía tiene que autorizar la operación con carácter previo a la autorización de la CNMV. Este Real Decreto-Ley será de aplicación a todas las operaciones, salvo que ya hubieran sido autorizadas por la Comisión Nacional de Energía.

Adicionalmente, con fecha 24 de febrero de 2006, el Gobierno aprobó dos informes sobre los anteproyectos de ley para adaptar la legislación española a las Directivas comunitarias de 2003 relativas a los mercados de gas y electricidad.

Los cambios propuestos, sujetos a la correspondiente tramitación parlamentaria, incluyen las siguientes medidas:

- la desaparición de las tarifas a partir del 1 de enero de 2011 para el mercado de electricidad y del 1 de enero de 2008 para el del gas;
- una separación legal y funcional entre actividades reguladas y no reguladas;
- la creación de un Suministrador de Último Recurso, nombrado por el Gobierno que atienda a los pequeños clientes industriales y domésticos con el fin de garantizar el suministro en un mercado totalmente liberalizado;
- la reducción del límite de la participación que una sociedad pueda tener en Enagás, S.A. del 5% al 1%; y
- la creación de una Oficina Responsable del Cambio de Suministrador que aumente la transparencia y facilite la competencia efectiva.

GAS NATURAL no espera que estos anteproyectos de ley sean aprobados por las Cortes Generales antes del último trimestre de 2006.

Repsol YPF, GAS NATURAL, y Sonatrach firmaron el día 15 de marzo de 2006 el acuerdo para la constitución de una sociedad conjunta para la construcción de una planta de gas natural licuado (GNL) en el proyecto integrado de gas de Gassi Touil, en Argelia.

La nueva compañía, denominada Sociedad de Licuefacción, (SDL) construirá y operará la planta de licuefacción de gas natural que forma parte de este proyecto, el cual contempla la exploración, producción, licuación y comercialización de un bloque de reservas de hidrocarburos en la zona de Gassi Touil, Rhourde Nouss y Hamra, al este de Argelia.

La participación accionarial de la nueva sociedad es la siguiente: Repsol Exploración Argelia S.A. (48%); Gas Natural Exploración S.L. (32%, filial 100% de Gas Natural SDG), y Holding Sonatrach Raffinage et Chimie (20%, filial 100% de Sonatrach).

Durante el mes de marzo GAS NATURAL ha adquirido el 100% de la compañía Petroleum Oil and Gas España, S.A., dedicada a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en nuestro país y que cuenta con reservas de gas, fundamentalmente en el Valle del Guadalquivir, por un precio de 30 millones de euros aproximadamente. Adicionalmente se realizará un pago variable en función del volumen de reservas existente.

ANEXO DE COMPAÑÍAS DE GAS NATURAL

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación	% Participación total	Capital	Reservas	Resultado 2005	Excluyendo a cuenta
Sogama, S.A.	España	Aprovisionamiento de gas	I.G.	100,0	94,8	29,0	76,3	
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	España	Aprovisionamiento de gas	I.G.	100,0	0,6	18,3	(44,6)	
Hesperol Gas Natural I NG, S.L.	España	Aprovisionamiento y transporte marítimo GNL	I.P.	50,0	2,0		(0,4)	
A.I.E. Ciudad Sauritania Vall d' Hebrón	España	Cogeneración	I.G.	81,3	1,7	0,2	(0,1)	
La Energía, S.A.	España	Cogeneración	I.G.	100,0	10,7	0,8	0,1	
Sociedad de Tratamiento Hontillos, S.L.	España	Cogeneración	I.G.	80,0	1,2	(0,1)	1,1	
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	Cogeneración	I.P.	45,0	1,1	0,2	1,0	
UTE La Energía SPA	España	Cogeneración	I.G.	60,0	1,3		0,1	
AEGS Hospital Trias i Pujol AIE	España	Cogeneración	I.P.	50,0	0,9	0,1		
AEGS Hospital Bellvitge AIE	España	Cogeneración	I.P.	50,0	0,8	(0,6)	(0,2)	
Tratamiento Almazán, S.L.	España	Cogeneración	I.G.	90,0				
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad doméstico y gestión energética	I.G.	100,0	2,9	2,7		
Netlis Gas Plus, S.p.A.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	2,6	2,6	1,9	
SCM Gas Plus, S.r.l.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	0,2	0,1	(0,2)	
Cogas, S.r.l.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	0,1	1,2	(0,1)	
Gas Natural Commercialisation Franco, S.p.a.S	Francia	Comercialización de gas	I.G.	100,0			(1,4)	
Gas Natural Vendita Italia, S.p.A.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	2,1	6,9	(1,1)	
Natural Energy, S.A.	Argentina	Comercialización de gas	I.G.	100,0		0,2	1,4	
CH4 Energía, S.A de C.V.	España	Comercialización de gas y electricidad industrial	I.G.	49,9	2,4	29,6	4,1	
Transnatural, SRL de C.V.	México	Comercialización de gas y transporte	I.P.	43,4	0,6	0,1	0,9	
Kromschroeder, S.A. (1)	España	Contadores	I.P.	43,4	10,4	(8,4)	(1,9)	
Gas Natural Cegas S.A.	España	Distribución de gas	P.E.	99,7	25,5	10,5	(0,2)	
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	12,4	30,7	7,6	
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	95,0	26,9	15,1	1,6	
Gas Galicia SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	62,0	32,6	4,7	0,7	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,1	6,3	78,4	17,0	
Gas Natural La Coruña, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	56,4	2,3	(0,6)	0,2	
Gas Navarra, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,0	3,6	27,1	5,2	
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	87,5	2,7	8,9	2,2	
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	99,9	19,4	(2,2)	(0,2)	
Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,4	3,2	27,9	2,1	
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	101,0	997,6	61,0	
Gas Natural de Álava, S.A. (1)	España	Distribución de gas	I.G.	10,0	10,3	10,3	4,3	
Gas Aragón, S.A. (1)	España	Distribución de gas	P.E.	35,0	5,9	16,2	8,5	(3,9)
Compañía Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A.	Brasil	Distribución de gas	P.E.	54,2	147,7	(85,8)	19,6	(11,1)
CEG Rio, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	59,6	20,1	(0,1)	7,3	(5,2)
Gas Natural SPS, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	100,0	346,4	(175,6)	(5,5)	
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	59,1	10,9	159,2	43,9	
Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	32,2	1,3	1,6	0,3	
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	32,2	9,2	24,6	6,7	(9,4)
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	45,8	1,1	5,2	2,4	
Gas Natural Ban, S.A.	Argentina	Distribución de gas	I.G.	50,4	214,7	(152,2)	10,4	(13,4)
Gas Natural México, S.A. de C.V.	México	Distribución de gas	I.G.	86,8	470,7	(148,2)	3,5	
Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	México	Distribución de gas	I.G.	86,8	128,1	(56,1)	2,9	
Smedigas, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,6	20,7	0,9	
Netlis Gestioni, S.r.l.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,1	1,7	0,2	
SCM, S.r.l.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,8	(0,2)	0,2	
Gasdotti Azienda Siciliana, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,5	27,1	(4,1)	
Agragas, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,1	35,7	(0,5)	
Normanna Gas, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,1	28,9	(0,2)	
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.p.A.	Italia	Regasificación de gas	I.G.	100,0	0,1			
Gas Natural Trasporto SDG, S.L.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,1			
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	15,0	42,0	1,5	
Electra de Abusejo, S.L.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	0,1	(0,1)	(0,2)	
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	0,1			
	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	0,2			



Portal Gas Natural S.A.	España	I. Bienes	100,0	8,0	0,4	0,1	
Gas Natural Finance, B.V.	Holanda	Financiera	100,0		2,5	0,7	
Gas Natural International, Ltd	Irlanda	Financiera	100,0	20,4	15,5	0,2	
Gas Natural Capital Markets, S.A	España	Financiera	100,0	0,1			(28,6)
Coal Técnica I.P. Ltd.	Bermudas		47,5	63,2	4,8	4,2	
Central Térmica la Torreclilla, S.A.	España	Generación de Electricidad	50,0	2,1			
Montanto 2000, S.A.	España	Generación de Electricidad	68,0	2,5	0,1	0,7	
Exploraciones F.Ólicas Guerra de Ultera	España	Generación F.Ólica	49,0	6,0	(2,2)	2,6	
Enervent, S.A. (6)	España	Generación F.Ólica	50,0	2,7	2,4	4,5	
Burgalesa de Generación F.Ólica, S.A.	España	Generación F.Ólica	26,0	2,4	0,4	1,7	
Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	España	Generación F.Ólica	24,2	1,5	0,1	0,3	
Aplicaciones y Proyectos Energéticos, S.A.	España	Generación F.Ólica	100,0	42,3	120,9	3,9	
Boreas F.Ólica, S.A.	España	Generación F.Ólica	100,0	0,1	0,1		
Los Castros, S.A.	España	Generación F.Ólica	99,5	5,2	2,5	2,4	
Molinos de Valdebezana, S.A.	España	Generación F.Ólica	33,3	2,2			
Boreas F.Ólica 2, S.A.	España	Generación F.Ólica	60,0	0,1			
Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A.	España	Generación F.Ólica	90,	2,6	2,7	1,8	
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Generación F.Ólica	100,0	0,1			
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	España	Generación F.Ólica	50,0	9,9	18,1	7,6	
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Generación F.Ólica	36,3	16,5	2,4	5,6	
Molinos de La Rioja, S.A.	España	Generación F.Ólica	50,0	10,2	3,6	9,9	(1,0)
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Generación F.Ólica	33,3	3,0	1,0	1,7	
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Generación F.Ólica	75,0	1,0			
Energy way Producción de energía, I.D.A.	España	Generación F.Ólica	20,0	3,1	2,5	1,8	
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Portugal	Generación F.Ólica	18,0	1,5	1,4	1,5	
Gas Natural do Brasil S.A.	España	Generación F.Ólica	100,0				
UFE GNS Dalkia Energía	Brasil	Generación y comercialización de electricidad	100,0	33,1	(0,9)	0,2	
Radia Climatización AIE	España	Gestión Energética	100,0	0,6	(1,5)	(0,4)	
Gas Natural Informática, S.A.	España	Gestión Energética	50,0		(0,3)		
Torre Marenstrum, S.L.	España	Informática	100,0	0,3	0,1		
Natural Servicios, S.A.	España	Inmobiliaria	100,0	19,9	3,5	1,4	
Natural Re, S.A.	Argentina	Instalaciones de gas	45,0	5,3	14,5	(0,1)	
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	Luxemburgo	Seguros	79,3	2,3	(1,3)	0,3	
Servicofort Colombia S.A.	España	Servicios	100,0	3,1		(0,4)	
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	Colombia	Servicios	100,0	0,3	1,7	(0,3)	
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de C.V.	México	Servicios	100,0	0,2	0,3	0,5	
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de C.V.	México	Servicios	86,8	6,1	(2,8)	(0,2)	
Adm. Servicios Energía México, S.A. de C.V.	México	Servicios	87,0		0,2		
Gas Natural Servicios, S.A.	Brasil	Servicios	86,8		0,1	0,1	
Gas Natural Soluciones, S.L.	España	Servicios	100,0		(0,4)		
Portal del Instalador, S.A.	España	Servicios	100,0	1,7	0,3	0,1	
Gas Natural Servicio e Logística, S.p.A.	Italia	Servicios	100,0	6,2	2,0	1,3	
Gas Natural Puerto Rico, Inc.	Puerto Rico	Sociedad de cartera	75,0	1,3	(0,1)	(0,1)	
Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	España	Sociedad de Cartera	100,0	0,1	0,4	(0,3)	
Sinia XXI, S.A.	España	Sociedad de Cartera	100,0	1,0	(0,1)	(0,2)	
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Sociedad de Cartera	100,0	1,0	(0,1)	(3,5)	
Holding Gas Natural, S.A.	España	Sociedad de cartera	100,0	6,0	(0,3)	0,6	
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	Sociedad de cartera	100,0	0,2	0,9	0,3	
Invergas, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	100,0	0,3	0,2		
Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	349,5	(60,0)	64,4		
Invergas Puerto Rico, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	48,9	60,6			
Buenergía Gas & Power, Ltd.	España	Sociedad de cartera	105,0	(23,4)			
EcoEléctrica Holdings, Ltd.	I. Cayman	Sociedad de cartera	5,1	(1,0)		(0,6)	
EcoEléctrica, Ltd.	I. Cayman	Sociedad de cartera	95,0	0,1	(8,1)	(0,6)	(20,4)
Nettis Implant, S.p.A.	I. Cayman	Sociedad de cartera	47,5	63,2	12,2	8,5	(0,2)
Desarrollo del Cable, S.A.	Italia	Sociedad de Cartera y Distribución de Gas	47,5	0,6	0,1	0,1	
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL)	España	Telecomunicaciones	100,0	3,1	123,1	(0,4)	
Metragaz, S.A.	Reino Unido	Transporte de gas	100,0	21,1	20,5	8,0	
Gas Natural Exploración, S.L.	Marruecos	Transporte de gas	72,6	0,1	102,4	115,9	(82,6)
	España	Investigación y exploración hidrocarburos	72,3	3,4	1,0	1,4	
			100,0	6,3	0,1	(0,7)	

(*) Resultado correspondiente a noviembre de 2005

(**) Patrimonios sociales adaptados a NIIF, únicamente a efectos de información consolidada de GAS NATURAL.



INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

GAS NATURAL SDG, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

1. Evolución de los negocios

Análisis del ejercicio 2005

El beneficio neto alcanza los 749 millones de euros con un crecimiento del 16,7% respecto al del año anterior.

El EBITDA consolidado continúa su progresiva evolución durante el ejercicio. La actividad de electricidad en España y la de distribución de gas en Latinoamérica son los principales motores de crecimiento y sitúan el EBITDA del ejercicio 2005 en 1.519 millones de euros con un crecimiento del 13,7%.

GAS NATURAL alcanza la cifra de 10,2 millones de puntos de suministro de distribución de gas con un aumento de 615.000 puntos durante el año 2005, que representa un crecimiento del 6,4%.

La actividad de electricidad en España (generación y comercialización) alcanza un EBITDA de 90 millones de euros, doblando los resultados respecto a los del año anterior.

La energía eléctrica generada en España alcanza los 8.904 GWh, un 53,5% superior a la del año anterior.

La cuota de generación de electricidad en España de GAS NATURAL en el mercado de régimen ordinario aumenta hasta el 4,0%.

La inversión material del ejercicio 2005 asciende a 1.125 millones de euros, un 18,9% superior a la del año anterior, debido al impulso inversor en generación de electricidad en España que supone un 39,6% del total.

Principales magnitudes económicas

	2005	2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	8.527	6.266	36,1
EBITDA	1.519	1.335	13,7
Beneficios de explotación	969	862	12,4
Resultado neto atribuible a accionistas de la soc.dominante	749	642	16,7
Inversiones materiales	1.125	946	18,9
Deuda financiera neta (a 31/12)	3.615	2.650	36,4

Principales magnitudes físicas

	2005	2004	%
Distribución de gas (GWh):	422.912	385.655	9,7
España:	254.774	228.954	11,3
Ventas de gas a tarifa	51.121	51.449	(0,6)
ATR	203.653	177.505	14,7
Latinoamérica:	165.408	155.346	6,5
Ventas de gas a tarifa	99.891	92.097	8,5
ATR	65.517	63.249	3,6
Italia:	2.730	1.355	-
Ventas de gas a tarifa	2.652	1.315	-
ATR	78	40	95,0
Suministro de gas (GWh):	317.555	288.055	10,2
España	271.880	243.510	11,7
Internacional	45.675	44.545	2,5
Transporte de gas -- EMPL (GWh)	145.923	115.637	26,2
Red de distribución de gas (Km):	100.150	95.155	5,2
España	39.611	37.534	5,5
Latinoamérica	56.763	54.120	4,9
Italia	3.776	3.501	7,9
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12):	10.179	9.565	6,4
España	5.134	4.808	6,8
Latinoamérica	4.757	4.505	5,6
Italia	288	252	14,3
Contratos por cliente en España (a 31.12)	1,47	1,37	7,3
Energía eléctrica producida (GWh):	10.466	7.272	43,9
España	8.904	5.802	53,5
América	1.562	1.470	6,3
Capacidad de generación eléctrica (MW):	3.373	1.145	-
España	3.102	874	-
América	271	271	-

Importe neto de la cifra de negocios

Importe neto cifra negocios	2005	%s/total	2004	%s/total	% 2005/2004
Distribución de gas	3.537	41,5	2.911	46,5	21,5
<i>España</i>	1.993	23,4	1.821	29,1	9,5
<i>Latinoamérica</i>	1.420	16,6	1.027	16,4	38,1
<i>Italia</i>	124	1,5	63	1,0	96,8
Electricidad	1.059	12,4	593	9,5	78,6
<i>España</i>	926	10,9	475	7,6	94,9
<i>Puerto Rico</i>	133	1,6	118	1,9	13,0
Upstream & Midstream	262	3,1	215	3,4	21,9
Mayorista y Minorista	5.774	67,7	3.952	63,1	46,1
Otros	135	1,6	119	1,9	13,5
Ajustes de consolidación	(2.240)	(26,3)	(1.524)	(24,3)	47,0
Total	8.527	100,0	6.266	100,0	36,1

El importe neto de la cifra de negocios en el ejercicio 2005 asciende a 8.527 millones de euros, cifra superior en un 36,1% a la del año anterior, debido fundamentalmente al incremento de la actividad de GAS NATURAL y, en particular, al crecimiento del suministro de gas, tanto por los mayores consumos respecto al año anterior como al entorno de precios altos del gas natural, a la actividad de electricidad en España y al impulso de la actividad en Latinoamérica.

EBITDA ⁽¹⁾

	2005	%s/total	2004	%s/total	% 2005/2004
Distribución de gas	1.122	73,9	974	72,9	15,2
<i>España</i>	778	51,2	722	54,1	7,7
<i>Latinoamérica</i>	317	20,9	228	17,1	39,0
<i>Italia</i>	27	1,8	24	1,8	14,2
Electricidad	152	10,0	98	7,3	54,9
<i>España</i>	90	5,9	44	3,3	102,7
<i>Puerto Rico</i>	62	4,1	54	4,0	15,6
Upstream & Midstream	176	11,6	144	10,8	21,6
Mayorista y Minorista	61	4,0	107	8,0	(42,8)
Otros	8	0,5	12	0,9	(31,1)
Total	1.519	100,0	1.335	100,0	13,7

⁽¹⁾ **EBITDA = Beneficio de explotación + Amortizaciones + Provisiones operativas**

El EBITDA en el año 2005 alcanza los 1.519 millones de euros con un aumento del 13,7% respecto al del año anterior.

La actividad de distribución de gas en su conjunto (España, Latinoamérica e Italia) representa el 73,9% del EBITDA de GAS NATURAL.

La mayor contribución corresponde a la distribución de gas en España con un 51,2% del total.

El EBITDA se ha visto también impulsado por la consolidación de las actividades en electricidad en España, que representan un 5,9% del total.

Las actividades desarrolladas en Upstream & Midstream representan en su conjunto un 11,6% del total. A este crecimiento ha contribuido de forma significativa la ampliación de la capacidad del gasoducto Magreb-Europa operativa desde febrero de 2005.

Beneficio de explotación

	2005	%s/total	2004	%s/total	% 2005/2004
Distribución de gas	752	77,7	645	74,9	16,6
<i>España</i>	517	53,4	459	53,3	12,6
<i>Latinoamérica</i>	229	23,6	176	20,4	30,4
<i>Italia</i>	6	0,7	10	1,2	(39,0)
Electricidad	89	9,1	63	7,3	40,1
<i>España</i>	45	4,6	28	3,3	57,0
<i>Puerto Rico</i>	44	4,5	35	4,0	26,1
Upstream & Midstream	128	13,2	99	11,4	29,6
Mayorista y Minorista	46	4,7	94	11,0	(51,9)
Otros	(46)	(4,7)	(39)	(4,6)	14,6
Total	969	100,0	862	100,0	12,4

Un incremento de las dotaciones a amortizaciones del 18,7%, fruto del esfuerzo inversor principalmente en generación de electricidad y redes de distribución de gas, de la asignación de determinados fondos de comercio de consolidación a activos amortizables, así como de la incorporación al perímetro de consolidación de las sociedades adquiridas en el segundo semestre de 2004, y una cifra similar de las dotaciones a provisiones de circulante, resultan en un aumento de los beneficios de explotación del 12,4% que alcanza los 969 millones de euros.

Resultados financieros

El gasto financiero neto del ejercicio es de 221 millones de euros, frente a 154 millones de euros en el año anterior, debido al mayor coste por el aumento de la deuda financiera neta, fundamentalmente por las adquisiciones realizadas en el segundo semestre del ejercicio anterior (participaciones adicionales en CEG y CEG Río, Grupo Smedigas, Grupo Nettis y compañías eólicas) y la adquisición en el mes de abril de 2005 de DERSA, así como la incorporación de su deuda.

La deuda neta consolidada y el endeudamiento de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2005 asciende a 3.615 millones de euros, situando el ratio de endeudamiento en el 38,5%, frente al 35,6% al cierre del ejercicio anterior.

Los diferentes conceptos que inciden en la variación de la deuda neta de GAS NATURAL y que resultan en un aumento final de 965 millones de euros en el ejercicio 2005 básicamente son los siguientes:

- El incremento de 581 millones de euros de deuda neta corresponde básicamente a endeudamiento en España originado por la adquisición de DERSA y las inversiones materiales realizadas.
- La evolución de los tipos de cambio de la deuda en moneda no euro ha llevado a un aumento de la deuda neta de 271 millones de euros en el ejercicio.

En la actualidad la calificación crediticia de la deuda de GAS NATURAL a corto y largo plazo es la siguiente:

Agencia	l/p	c/p	Perspectiva
Moody's	A2	P-1	En observación - Posible rebaja
Standard & Poor's	A+	A-1	En observación - Negativa
Fitch	A+	F1	En observación - Negativa

Tras la formulación de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A. explicada en la Nota 1 de la Memoria de las Cuentas Anuales, con fecha 6 de septiembre de 2005, las agencias de calificación situaron sus ratings en revisión.

Participación en resultados de asociadas

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de las participaciones minoritarias en sociedades distribuidoras de gas en España (Gas Aragón, S.A. y Gas Natural de Álava, S.A.), sociedades de generación eólica y a la consolidación por el método de participación de los resultados de Enagás, S.A. en el período enero-septiembre de 2005. A partir del 1 de octubre de 2005, la participación en Enagás, S.A. se incluye como activos financieros disponibles para la venta y ya no se consolida por el método de participación.

El resultado correspondiente a la participación en resultados de asociadas en 2005 es de 34 millones de euros frente a 61 millones de euros en 2004. Esta variación se debe fundamentalmente a la disminución de la participación en Enagás, S.A. y su desconsolidación desde el 1 de octubre de 2005 y a la no inclusión de los resultados de Grupo Naturgas Energía, S.A. desde el mes de febrero de 2004.

La contribución de Enagás, S.A. a la participación en resultados de asociadas en el ejercicio 2005 es de 30 millones de euros.

Resultados de la enajenación de participaciones en empresas asociadas

Los resultados de la enajenación de participaciones en empresas asociadas correspondientes al ejercicio 2005 alcanzan los 286 millones de euros frente a 162 millones de euros en el mismo período del año anterior, debido a la enajenación durante el presente ejercicio de un 13,3% de la participación en Enagás, S.A.. En el mismo período del año anterior, la participación de Enagás, S.A. vendida fue de un 12,5%.

La plusvalía neta generada por la desinversión en Enagás, S.A. ha sido de 248 millones de euros, frente a 145 millones de euros en el año anterior.

La participación en Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2005 es del 12,79%. De acuerdo a lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/98 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos modificada por la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, la cual 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 de la entidad. La adecuación de las participaciones sociales a lo dispuesto en esta Disposición Adicional, deberá realizarse en un plazo máximo de 3 años a contar desde el 1 de enero de 2004, mediante la transmisión de acciones o, en su caso, de derechos de suscripción preferentes.

Impuesto sobre sociedades

El gasto por impuesto sobre sociedades en el ejercicio asciende a 241 millones de euros, lo que supone un tipo efectivo de gravamen del 22,6%, frente al 24,9% registrado en el año anterior.

El diferencial respecto del tipo general de gravamen obedece a las deducciones aplicadas a los resultados de sociedades puestas en equivalencia, a créditos fiscales pendientes de compensar, así como a la aplicación de distintos regímenes de tributación de sociedades cuya actividad se desarrolla en otras jurisdicciones.

Intereses minoritarios

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de la participación de los minoritarios en EMPL (participada por GAS NATURAL en un 72,6%), en el subgrupo de sociedades participadas en Colombia (participada en un 59,1%), en Gas Natural BAN, S.A. (participada en un 50,4%), en Gas Natural México S.A. de C.V. (participada en un 86,8%) y en las compañías brasileñas CEG, S.A. (participada en un 54,2%) y CEG Rio, S.A. (participada en un 59,6%), además de en otras sociedades distribuidoras de gas en España.

En el mes de julio se formalizó la venta a Petrobras del 12,4% de CEG Rio, S.A., pasando la participación de GAS NATURAL del 72,0% al 59,6%, manteniéndose su consolidación por el método de integración global y dando lugar a una mayor aportación a intereses minoritarios.

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en 2005 asciende a 78 millones de euros, con un aumento de 25 millones de euros durante el ejercicio, debido fundamentalmente a una mayor aportación de EMPL y de las filiales en Latinoamérica y, en particular, por la incorporación de minoritarios en Brasil desde el 1 de julio de 2004.

Inversiones

Las inversiones ascienden a 1.484 millones de euros, cifra ligeramente inferior a la registrada el año anterior a pesar de una mayor inversión material (+18,9%) que se ha visto compensada por una menor inversión financiera (adquisición de participaciones en sociedades) con respecto al año anterior.

En este sentido, recordar que el importante volumen de inversión financiera del año anterior incluye las adquisiciones realizadas en Italia y el incremento de la participación en las sociedades del Grupo en Brasil, mientras que la del presente ejercicio incluye, básicamente, la adquisición del grupo DERSA.

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2005	2004	%
Inversiones materiales	1.125	946	18,9
Inversiones en activos intangibles	63	62	0,2
Inversiones financieras	296	495	(40,2)
Total inversiones	1.484	1.503	(1,3)

Las inversiones materiales del período alcanzan los 1.125 millones de euros, con un aumento del 18,9% debido, fundamentalmente debido al avance de los planes en generación eléctrica de GAS NATURAL en España a través de ciclos combinados y al continuo desarrollo de la actividad de distribución de gas en Latinoamérica.

El detalle por actividades de las inversiones materiales es el siguiente:

	2005	2004	%
Distribución de gas:	611	513	19,3
España	354	366	(3,2)
Latinoamérica	191	121	57,3
Italia	66	26	-
Electricidad:	450	379	18,5
España	446	373	19,4
Puerto Rico	4	6	(36,7)
Gas:	33	34	(0,9)
Up & Midstream	17	25	(30,9)
Mayorista & Minorista	16	9	83,1
Resto	31	20	51,2
Total inversiones materiales	1.125	946	18,9

El 39,6% de las inversiones materiales en 2005 corresponde a la actividad de electricidad en España y, en concreto, a la finalización de la construcción de los ciclos combinados de Arrúbal (800 MW), al desarrollo de las tres unidades de ciclo combinado de Cartagena (1.200 MW) y al inicio de la construcción de otras dos unidades en Plana del Vent (800 MW).

La inversión en distribución de gas en España, que supone un 31,5% del total, se ha destinado a la captación de nuevos clientes, con la puesta en servicio de cerca de 2.100 Km de nueva red de distribución en el ejercicio, con un crecimiento del 5,5%.

Las inversiones materiales en distribución de gas en Latinoamérica son de 191 millones de euros con un aumento del 57,3%. La inversión en México se ha situado en niveles parecidos a los del año anterior, debido básicamente a la ralentización en la construcción de redes en México, mientras que Brasil pasa a ser el principal foco inversor en la zona, motivado por el cambio de perímetro de consolidación, con un 65.1% de las inversiones en el área.

El inmovilizado material y los activos intangibles netos se incrementan en 1.430 millones de euros en 2005 y alcanza la cifra de 8.905 millones de euros a 31 de diciembre de 2005. Su desglose por actividades es el siguiente:

	2005	%
Distribución de gas:	5.633	63,3
España	3.464	38,9
Latinoamérica	1.773	19,9
Italia	396	4,5
Electricidad:	2.147	24,1
España	1.911	21,5
Puerto Rico	236	2,6
Gas:	936	10,5
Up & Midstream	836	9,4
Mayorista & Minorista	100	1,1
Resto	189	2,1
Total inmovilizado material y activos intangibles	8.905	100,0

En el conjunto del inmovilizado material y activos intangibles se incluyen inmovilizaciones en curso por importe de 904 millones de euros, de los que 740 millones de euros corresponden a la actividad de electricidad y 95 millones de euros a Latinoamérica.

La actividad de distribución de gas representa el 63,3% de los activos de GAS NATURAL.

El inmovilizado material y activos intangibles en Latinoamérica alcanza los 1.773 millones de euros, el 19,9% del total consolidado, y corresponden a activos de distribución de gas en dicha región.

Distribución España

Incluye la actividad retribuida de distribución de gas, el suministro de gas a tarifa, los servicios de acceso de terceros a la red (ATR) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.) en España.

Resultados

	2005	2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.993	1.821	9,5
Aprovisionamientos	(784)	(686)	14,5
Gastos de personal, neto	(76)	(77)	(1,3)
Otros gastos/ingresos	(355)	(336)	5,7
EBITDA	778	722	7,7
Dotación a la amortización	(256)	(245)	4,5
Dotación a provisiones	(5)	(18)	(76,3)
Beneficios de explotación	517	459	12,6

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas en España alcanza los 1.993 millones de euros, cifra un 9,5% superior a la del año anterior.

El EBITDA se sitúa en 778 millones de euros con un aumento del 7,7% sobre el reportado en el año anterior, en línea con el aumento de la remuneración regulada para el ejercicio 2005.

La reducción en los gastos de personal obedece a una cifra de trabajos para el inmovilizado superior a la del año anterior, que en la cuenta de resultados consolidada con criterios NIIF se presentan por el neto.

El aumento de un 4,5% en la cifra de amortizaciones y el menor impacto de las provisiones eleva al 12,6% el crecimiento de los beneficios de explotación.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de distribución de gas en España han sido las siguientes:

	2005	2004	%
Ventas actividad de gas (GWh):	254.774	228.954	11,3
Ventas de gas a tarifa:	51.121	51.449	(0,6)
Residencial	26.639	31.204	(14,6)
Industrial	13.303	12.678	4,9
Eléctricas	11.179	7.567	47,7
ATR	203.653	177.505	14,7
Red de distribución (Km)	39.611	37.534	5,5
Incremento de puntos de suministro, en miles	325	326	(0,3)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.134	4.808	6,8

Las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa la distribución y comercialización de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 254.774 GWh, con un aumento del 11,3% respecto a las del año anterior.

Las ventas de gas en el mercado residencial a tarifa disminuyen un 14,6%, debido al progresivo traspaso de clientes a la actividad de comercialización libre, tanto a la sociedad comercializadora de GAS NATURAL como a otras sociedades comercializadoras. Actualmente, el mercado del gas alcanza un grado de apertura (ventas de gas en el mercado liberalizado vs mercado total) del 83% frente a un 80% en el año anterior. No obstante, las ventas de gas en el mercado industrial han aumentado un 4,9% y para generación eléctrica han experimentado un crecimiento muy significativo respecto al año anterior debido a la baja hidráulica del período y a la utilización del mercado regulado para el suministro a las centrales térmicas convencionales, lo que ha situado el total de las ventas de gas a tarifa al mismo nivel que en el año anterior.

Los servicios de distribución para el acceso de terceros a la red (ATR) se incrementan en un 14.7% y alcanzan los 203.653 GWh, de los que 93.327 GWh corresponden a servicios realizados para terceros y el resto, 110.326 GWh, para GAS NATURAL, como principal operador también en el mercado liberalizado de gas.

La red de distribución se incrementa en cerca de 2.100 Km en los últimos doce meses, alcanzando los 39.611 Km a 31 de diciembre de 2005, lo que supone un crecimiento interanual del 5.5%. Durante el ejercicio se ha incrementado en 49 los municipios gasificados, alcanzado un total de 814 a 31 de diciembre de 2005.

En cuanto al número de puntos de suministro, GAS NATURAL mantiene las elevadas tasas de crecimiento conseguidas ya en el año anterior con un incremento de 325.000 puntos de suministro en el año 2005. A 31 de diciembre de 2005 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas en España alcanza los 5.134.000, con crecimiento del 6,8%.

Con fecha 30 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó aprobar un proyecto de segregación de las actividades de distribución y de transporte de gas mediante su traspaso en bloque a sus filiales Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.A., respectivamente. Dicha segregación se ha materializado mediante ampliaciones de capital en ambas sociedades suscritas con la aportación no dineraria de los activos y pasivos de Gas Natural SDG, S.A. que conforman las ramas de actividad de distribución y transporte. Como contrapartida a las aportaciones no dinerarias, Gas Natural Distribución SDG, S.A., ha emitido acciones por valor de 1.100 millones de euros y Gas Natural Transporte SDG, S.L., por valor de 52 millones de euros, todas ellas suscritas por Gas Natural SDG, S.A.

Esta separación de las actividades reguladas y no reguladas se llevó a cabo en cumplimiento de la normativa comunitaria y nacional que obliga a separar legalmente, en entidades jurídicas diferentes, las actividades reguladas de aquéllas del mercado liberalizado.

Con fecha 8 de noviembre de 2005, la Comisión Nacional de Energía autorizó la reordenación societaria llevada a cabo por GAS NATURAL.

Por último, el pasado 30 de diciembre de 2005 se publicó la Orden ITC 4099/2005 por la que se actualiza la retribución para el año 2006 de las actividades reguladas del sector gasista en España, de acuerdo con el marco aprobado en febrero de 2002.

La retribución de distribución reconocida a GAS NATURAL para el año 2006 asciende a 1.052 millones de euros (incluida retribución específica), lo que representa un incremento del 5,6% respecto a la del año anterior. Este aumento

obedece al crecimiento previsto de la actividad de GAS NATURAL para el ejercicio 2006, a la previsión de IPH realizada y al mantenimiento de los factores de eficiencia.

Por último, en relación con el transporte secundario, la retribución histórica se ha actualizado de acuerdo con el 85% del IPH y la incorporación de nuevas infraestructuras, alcanzando los 18,5 millones de euros.

Distribución Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México.

Resultados

	2005	2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.420	1.027	38,2
Aprovisionamientos	(897)	(653)	37,4
Gastos de personal, neto	(53)	(30)	75,8
Otros gastos/ingresos	(153)	(116)	31,4
EBITDA	317	228	39,0
Dotación a la amortización	(78)	(47)	64,1
Dotación a provisiones	(10)	(5)	-
Beneficios de explotación	229	176	30,4

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución en Latinoamérica alcanza los 1.420 millones de euros y registra un crecimiento del 38,2%.

El EBITDA alcanza los a 317 millones de euros, con un incremento del 39,0%. Un mayor crecimiento en el volumen de amortizaciones en relación con el año anterior debido al esfuerzo inversor realizado ha dado lugar a un aumento del 30,4% de los beneficios de explotación.

En el aumento de 89 millones de euros registrado en el EBITDA con respecto al año anterior se deben puede distinguir:

- Mejora de los resultados operativos en todos los países con una contribución al EBITDA de 41 millones de euros, fundamentado en el incremento de ventas del 6,5% y a las nuevas tarifas de Colombia, México y Brasil.
- La variación en el perímetro de consolidación en Brasil representa una contribución al EBITDA de 26 millones de euros.
- La apreciación de las monedas locales con una contribución al EBITDA de 22 millones de euros.

Sin considerar la variación del perímetro de consolidación y el tipo de cambio, el crecimiento del EBITDA es del 18,0%.

Por países, Brasil es el principal contribuidor latinoamericano al EBITDA consolidado debido tanto al incremento de participación en las sociedades de GAS NATURAL como al importante crecimiento orgánico del negocio en dicho país.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes físicas del negocio de distribución de gas en Latinoamérica han sido las siguientes:

	2005	2004	%
Ventas actividad de gas (GWh):	165.408	155.346	6,5
Ventas de gas a tarifa	99.891	92.097	8,5
ATR	65.517	63.249	3,6
Red de distribución (Km)	56.763	54.120	4,9
Incremento de puntos de suministro, en miles	253	280	(9,6)
Puntos de suministro, en miles (a 31.12)	4.757	4.505	5,6

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 165.408 GWh con un incremento del 6,5%.

En porcentaje destacan los incrementos de Brasil y Colombia con crecimientos del 16,2% y 14,9%, respectivamente, sustentados en todos los mercados.

Debe destacarse el comportamiento del mercado de automoción en los cuatro países con un incremento global respecto al 2004 del 16,6% y una expectativa de continuar en la misma senda dados los precios de los combustibles sustitutivos.

La red de distribución se incrementa en 2.643 Km en los últimos doce meses, alcanzando los 56.763 Km a 31 de diciembre de 2005, lo cual supone un crecimiento interanual del 4,9%. El desarrollo de nuevas redes se sitúa por debajo de años anteriores, al centrar el objetivo comercial en la saturación de la red existente.

La cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 4.757.000 a 31 de diciembre de 2005. GAS NATURAL mantiene elevadas tasas de crecimiento con un incremento de 253.000 puntos de suministro en los últimos doce meses.

Las principales magnitudes físicas por países del ejercicio 2005 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	69.359	43.280	11.197	41.572	165.408
Incremento vs. 2004 (%)	3,7	16,2	14,9	0,3	6,5
Red de distribución (Km a 31.12)	21.237	5.005	15.488	15.033	56.763
Incremento vs. 31.12.04 (Km)	307	769	832	735	2.643
Puntos de suministro, en miles (a 31.12)	1.289	745	1.614	1.109	4.757
Incremento vs. 31.12.04, en miles	32	54	119	48	253

Cabe destacar los siguientes aspectos:

- Argentina consolida su reactivación comercial con un incremento neto en el 2005 de 32.000 puntos de suministro frente a 27.000 en 2004 y un incremento de las ventas de la actividad de gas del 3,7% destacando el aumento del mercado doméstico comercial del 6,2% con un mejor margen

unitario. Las ventas de gas pasan de descender un 10,1% en el primer semestre a experimentar un aumento del 10,7% en el segundo semestre, resultando un incremento anual del 0,6%.

El 20 de julio 2005 el presidente de Gas Natural BAN, S.A. y los ministros de Economía y producción y Planificación federal, inversión pública y servicios del Gobierno argentino firmaron un Acta Acuerdo por el cual y, entre otros aspectos, se establecía un incremento de tarifas a cuenta del futuro marco tarifario equivalente a un aumento del 27% en el margen de distribución de la sociedad, aplicable a partir de noviembre del 2005.

En la actualidad el Acta Acuerdo ha sido aprobado por el poder legislativo de forma tácita y esta pendiente de la firma del decreto correspondiente por parte del Presidente de la República para poder efectivizar lo escrito en ella con carácter retroactivo al mes de noviembre de 2005.

- En Brasil se alcanza el incremento de puntos de suministro más alto desde que se operan en el país. Las ventas siguen creciendo como ya sucediera en el 2004 por encima de los dos dígitos, alcanzando en el 2005 un incremento del 16,2%. Destacan los crecimientos de las ventas para generación eléctrica por una menor hidraulicidad y para automoción con un gran impulso en la zona sur de Sao Paulo.
- En Colombia se mantiene el intenso ritmo de crecimiento con tasas de doble dígito, favorecido por la reactivación económica del país. Las ventas han crecido en un 14,9% ampliando la base de clientes en más de 119.000 hasta alcanzar los 1.614.000 puntos de suministro. Se alcanza el record de conversión de vehículos mensual situándolo en 1.900 conversiones/mes.
- Por último. México supera ligeramente las ventas registradas en 2004, a pesar del significativo aumento del coste del gas que se referencia a precios del sur de Estados Unidos. El gobierno federal esta instrumentando medidas para paliar este efecto como ha sido ofrecer desde el 15 de abril del 2005 a los clientes residenciales con consumos mensuales promedio inferiores a los 60 m³ un subsidio al coste del gas lo que reduce en un 28% el coste de la factura con una vigencia inicial hasta el 30 de septiembre del 2006.

El 16 de julio de 2004 se materializó la adquisición de la participación de Enron en las sociedades CEG y CEG Rio, S.A., tras la cual GAS NATURAL alcanza una participación en dichas compañías del 54,2% y 72,0%, respectivamente, por lo que a partir del 1 de julio de 2004 pasan a consolidarse por integración global (en el período enero-junio lo fueron por consolidación proporcional). Asimismo, en julio de 2005 Petrobras ha ejercitado el derecho de opción de compra que poseía sobre un 12,4% de CEG Rio, S.A.

Distribución Italia

Resultados

	2005	2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	124	63	96,8
Aprovisionamientos	(77)	(38)	-
Gastos de personal, neto	(11)	(5)	-
Otros gastos/ingresos	(9)	4	-
EBITDA	27	24	14,2
Dotación a la amortización	(21)	(13)	60,8
Dotación a provisiones	-	(1)	-
Beneficios de explotación	6	10	(39,0)

Las operaciones de distribución de gas en Italia significan una contribución al EBITDA de 27 millones de euros, con un crecimiento del 14,2% y muestran la consolidación de la actividad de GAS NATURAL en el país.

Las operaciones de expansión en las regiones de Regio Calabria y Catania han dado lugar a unas mayores inversiones, y consecuentemente mayores amortizaciones, que junto a un mayor nivel de gastos operativos en el período han afectado a las magnitudes financieras del ejercicio, en especial en el segundo semestre.

Principales magnitudes

	2005	2004	%
Ventas actividad de gas (GWh):	2.730	1.355	-
Ventas de gas a tarifa	2.652	1.315	-
ATR	78	40	95,0
Red de distribución (Km)	3.776	3.501	7,9
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	288	252	14,3

La actividad de distribución de gas en Italia alcanza los 2.730 GWh, con un notable incremento respecto al mismo período del año anterior, gracias a la consolidación de las operaciones en Italia, tras la adquisición en el segundo semestre de 2004 del Grupo Smedigas y del Grupo Nettis.

La actividad comercial se ha consolidado en 2005 con un crecimiento de 36.000 nuevos puntos de suministro, con una actividad importante en la zona de Palermo con 18.000 nuevos puntos, 11.000 en Catania y 7.000 en la zona de Regio Calabria. La previsión para 2006 es la de superar esta cifra de crecimiento y llegar hasta los 39.000 nuevos puntos de suministro.

Electricidad España

Incluye las actividades de generación de electricidad en España (ciclos combinados, parques eólicos y cogeneración), el trading por la compra de electricidad al mercado mayorista y la comercialización de electricidad en el mercado liberalizado español.

Resultados

	2005	2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	926	475	94,9
Aprovisionamientos	(788)	(390)	-
Gastos de personal, neto	(7)	(7)	(1,5)
Otros gastos/ingresos	(41)	(34)	21,9
EBITDA	90	44	-
Dotación a la amortización	(44)	(17)	-
Dotación a provisiones	(1)	1	-
Beneficios de explotación	45	28	57,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad alcanza los 926 millones de euros.

La generación de electricidad sigue viéndose favorecida por los elevados precios del pool, que en el cuarto trimestre se han mantenido en niveles altos, alcanzado una media acumulada en el año de más de 55,73 €/MWh. GAS NATURAL gestiona ya 15 unidades de producción en régimen especial en el mercado mayorista.

Por otro lado, la comercialización de electricidad se ha visto afectada negativamente al tener que competir con la tarifa de referencia.

La combinación de estos efectos eleva el EBITDA del año 2005 a 90 millones de euros, doblando las cifras del año anterior.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de electricidad de GAS NATURAL en España son las siguientes:

	2005	2004	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	3.102	874	-
Ciclos combinados	2.800	800	-
Eólica	279	51	-
Cogeneración	23	23	-
Energía eléctrica producida (GWh):	8.904	5.802	53,5
Ciclos combinados	8.234	5.672	45,2
Eólica	528	24	-
Cogeneración	142	106	34,0
Electricidad contratada (GWh/año)	1.688	4.942	(65,8)
Ventas de electricidad (GWh):	6.296	4.457	41,3
Residencial	2.028	657	-
Industrial	4.268	3.800	12,3

La energía generada y vendida, fundamentalmente, al mercado mayorista en 2005 alcanza los 8.904 GWh, un 53,5% superior al año anterior.

La generación de electricidad con ciclos combinados asciende a 8.234 GWh. Esta energía generada medida en barras de central ha representado un ratio de cobertura sobre la electricidad comercializada por GAS NATURAL del 118%. La cuota acumulada del año 2005 de GAS NATURAL en generación de electricidad en régimen ordinario se sitúa en el 4,0%.

El número de horas equivalentes de funcionamiento a plena carga ha superado durante el año las 5.152 horas, correspondientes a un factor de carga superior al 58%.

La actividad de comercialización de electricidad en el mercado liberalizado continúa penalizada por los elevados precios del último trimestre, más elevados que cualquier otro trimestre del año, teniendo que competir con la tarifa de referencia, sensiblemente más baja, de forma que se asumen pérdidas cuando la tarifa es más baja que el coste de mercado.

Por este motivo, gran número de comercializadoras esta optimizando su cartera de clientes en el mercado liberalizado, cuyos clientes vuelven al mercado a tarifa. En este sentido la cartera de contratos de electricidad de GAS NATURAL en 2005 ha pasado de 4.942 GWh/año a 1688 GWh/año, acentuándose este proceso en el cuarto trimestre de 2005.

Las ventas de electricidad en la actividad de comercialización han aumentado un 41,3% con respecto al mismo período del año anterior. El mayor incremento de las ventas de electricidad corresponde a la cartera de clientes residencial, que cuenta con más de 475.000 clientes. Desde un punto de vista económico y mientras no se resuelva el problema de que la tarifa no refleje los costes reales de mercado, es reducir el impacto negativo de la actividad de comercialización, reduciendo la cuota en el mercado liberalizado. En esta línea, la cuota de mercado de GAS NATURAL en el mercado liberalizado de electricidad hasta diciembre de 2005 se sitúa en torno al 7,4%.

GAS NATURAL cuenta con 2.800 MW operativos en instalaciones de generación eléctrica con ciclos combinados, además de 800 MW en construcción (Plana del Vent) y otros 1.200 MW en tramitación avanzada de permisos, que incluyen los de Málaga y Barcelona, todo ello en línea con el objetivo de alcanzar 4.800 MW en generación de electricidad con ciclos combinados en el horizonte del ejercicio 2008.

En abril de 2005, GAS NATURAL, a través de su filial Gas Natural Corporación Eólica, llevó a cabo la compra del 100% de la sociedad Desarrollo de Energías Renovables S.A. (DERSA). Dicha sociedad, con una potencia eólica bruta instalada de 433 MW (potencia neta atribuible 228 MW) y más de 1.200 MW eólicos en desarrollo, pasa a engrosar los activos eólicos de GAS NATURAL, que actualmente representan una potencia bruta instalada de 608 MW, con una participación media del 46%.

Adicionalmente, en el primer trimestre de 2006 está previsto se finalice la construcción de 112 MW (68 MW netos atribuibles). La distribución geográfica de los proyectos eólicos del Grupo es: Galicia, Cantabria, Castilla y León, Navarra, La Rioja, Aragón, Cataluña, Andalucía y Castilla la Mancha. La adquisición de esta sociedad junto con la de las participaciones del Banco Sabadell realizadas en noviembre de

2004 afianza a GAS NATURAL como uno de los principales actores del negocio de energías renovables, concretamente en energía eólica. La producción eólica neta atribuible de los parques participados por GAS NATURAL en 2005 ha sido 528 GWh.

La energía generada por los parques eólicos del GAS NATURAL y gestionada en 2005 a través del Centro de Control Eléctrico ha sido de casi 300 GWh. Esta energía se vende actualmente al Mercado Eléctrico Español, recibiendo como ingresos el precio final correspondiente a la venta en dicho mercado.

La entrada en el sector eólico por parte de GAS NATURAL complementa la apuesta por la generación eléctrica iniciada en 1999, con el desarrollo de instalaciones de ciclos combinados. La estrategia de GAS NATURAL se centra en disponer de un mix de generación equilibrado, competitivo y respetuoso con el medio ambiente, en línea con los objetivos incluidos en el cumplimiento del Protocolo de Kioto, y consolidar su presencia como uno de los principales operadores en el sector eléctrico español.

El 27 de agosto de 2004 se aprobó el Real Decreto Ley 5/2004, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que tiene como objetivo el ayudar a cumplir con las obligaciones derivadas de la Convención y el Protocolo de Kioto. Las disposiciones del Real Decreto son de aplicación a las instalaciones susceptibles de generar emisiones de dióxido de carbono en un nivel superior al establecido por su actividad y capacidad, concretamente para GAS NATURAL, como propietario de las instalaciones de producción de energía eléctrica de servicio público con potencia térmica nominal superior a 20MW por las instalaciones de Ciclo Combinado.

Electricidad Puerto Rico

GAS NATURAL está presente en Puerto Rico desde octubre de 2003, cuando adquirió el 47,5% de la empresa EcoEléctrica, además del derecho exclusivo sobre la entrada de gas natural en la isla y un contrato de operación, mantenimiento y gestión de combustibles.

Resultados

	2005	2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	133	118	13,0
Aprovisionamientos	(59)	(50)	18,1
Gastos de personal, neto	(3)	(3)	8,0
Otros gastos/ingresos	(9)	(11)	(21,2)
EBITDA	62	54	15,6
Dotación a la amortización	(16)	(16)	0,6
Dotación a provisiones	(2)	(3)	(22,6)
Beneficios de explotación	44	35	26,1

Las actividades de GAS NATURAL en Puerto Rico alcanzan un EBITDA en moneda local de 77 millones de US, con un incremento del 16,3% respecto al año anterior.

Principales magnitudes

Las instalaciones de EcoEléctrica constan de una planta de regasificación, con una capacidad de 115.000 m³, y una central de ciclo combinado de 540 MW de potencia.

Esta central, que es la primera planta privada de generación de energía eléctrica de la isla que utiliza gas natural como combustible, está situada en Peñuelas, al sur de Puerto Rico, y produce entre un 15% y un 17% de toda la energía eléctrica que se consume en la isla.

La energía neta generada por EcoEléctrica ha sido de 3.124 GWh (la energía atribuible a GAS NATURAL es de 1.562 GWh) con un factor de carga superior al 70%, que mejora notablemente el 66% registrado en el año 2004. En 2005 la media móvil de la disponibilidad se ha situado por encima del valor garantizado en el contrato de venta de energía a largo plazo.

Up & Midstream

Incluye el desarrollo de los proyectos integrados de GNL, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

Resultados

	2005	2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	262	215	21,9
Aprovisionamientos	(52)	(43)	22,6
Gastos de personal, neto	(2)	(2)	-
Otros gastos/ingresos	(32)	(26)	24,7
EBITDA	176	144	21,6
Dotación a la amortización	(48)	(47)	0,6
Dotación a provisiones	-	2	(85,0)
Beneficios de explotación	128	99	29,6

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de Upstream & Midstream alcanza los 262 millones de euros, con un aumento del 21,9%.

El EBITDA del ejercicio 2005 es de 176 millones de euros, un 21,6% superior al del año anterior, a pesar de una menor utilización de la flota de buques metaneros en el año 2005 (78% vs 90% en 2004) que ha contrarrestado, en parte, la mayor contribución económica del gasoducto Magreb-Europa, debida a los mayores volúmenes transportados gracias a la reciente ampliación de su capacidad.

Asimismo, el inicio del desarrollo de los proyectos integrados de GNL ha generado unos gastos iniciales de puesta en marcha que no han sido activados.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de transporte internacional de gas son las siguientes:

	2005	2004	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	145.923	115.637	26,2
Portugal	35.287	28.251	24,9
GAS NATURAL	110.636	87.386	26,6

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos, a través de las sociedades EMPL y Metragaz, S.A., ha representado un volumen total de 145.923 GWh, con un crecimiento del 26,2%, fruto de la citada ampliación de capacidad. De esta cifra, 110.636 GWh han sido transportados para GAS NATURAL, a través de la sociedad Sagane.S.A., y 35.287 GWh para la sociedad portuguesa Transgas.

En el mes de abril GAS NATURAL y Repsol YPF, S.A. han alcanzado un acuerdo en las áreas de exploración, producción, licuefacción, transporte, trading y comercialización mayorista de gas natural licuado (GNL).

En el área de exploración, producción y licuefacción (Upstream), el acuerdo contempla la asociación para el desarrollo de nuevos proyectos, en los que Repsol YPF, S.A. será la operadora y participará del 60% de los activos, y GAS NATURAL tendrá la propiedad en un 40%.

En el ámbito del transporte, el trading y la comercialización mayorista (Midstream), se ha constituido la sociedad Repsol-Gas Natural LNG destinada a la comercialización mayorista y transporte de GNL, participada en un 50% y en la que el presidente será rotatorio y el consejero delegado será propuesto por GAS NATURAL..

En este sentido destacar el desarrollo conjunto del proyecto de exploración en Gassi Chergui (Argelia) y el proyecto integrado de exploración, producción y comercialización de gas natural licuado (GNL) en la zona de Gassi Touil (Argelia), que incluye la construcción de una planta de licuación de gas natural en Arzwe con una capacidad de 5,2 Bcm anuales de GNL, ampliables en el futuro con un segundo tren.

Durante 2005 y en relación al proyecto de Gassi Touil, se ha realizado la creación de un equipo técnico integrado de perforación, geociencia, e ingeniería y se han llevado a cabo la finalización de los modelos de geología, planificación de una campaña de perforación y operación e inicio de las campañas sísmicas. La inversión realizada ya en el proyecto alcanza los 11,4 millones de euros.

GAS NATURAL ha presentado ante la administración italiana (Ministero delle Attività Produttive) la solicitud de autorización administrativa para desarrollar los proyectos de construcción de dos plantas de regasificación en Italia que se ubicarían en Trieste y en Taranto. Ambos proyectos son de características similares y constarían de dos tanques de 150.000 m³, con una capacidad anual de regasificación de 8 Bcm cada una.

Mayorista & Minorista

Este epígrafe agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas tanto en España como en el exterior y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en España.

El aprovisionamiento de gas a otras distribuidoras corresponde a las realizadas a Enagás. S.A. con destino al mercado regulado de distribución de gas.

Resultados

	2005	2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.774	3.952	46,1
Aprovisionamientos	(5.609)	(3.782)	48,3
Gastos de personal, neto	(23)	(19)	21,9
Otros gastos/ingresos	(81)	(44)	81,6
EBITDA	61	107	(42,8)
Dotación a la amortización	(5)	(3)	-
Dotación a provisiones	(10)	(10)	5,0
Beneficios de explotación	46	94	(51,9)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de suministro de gas alcanza los 5.774 millones de euros, que supone un aumento del 46,1% respecto al año anterior.

El EBITDA de 2005 registra unos resultados de 61 millones de euros, frente a 107 millones de euros en el año anterior.

El significativo aumento de la demanda de gas en España motivado por la severidad de la climatología invernal supuso la adquisición de gas adicional con compras spot en un contexto de elevados precios internacionales de gas, resultando en un precio medio real muy por encima del coste de la materia prima (CMP) reconocido en la tarifa.

Dado que el precio de comercialización se referencia a la tarifa con un descuento, esta situación representó un extra-coste no trasladado al mercado liberalizado, afectando, en consecuencia, negativamente a los márgenes de comercialización.

Por otro lado, la aplicación de nuevas condiciones económicas y contractuales a la cartera de clientes industriales de gas está dando lugar a una mejora tanto cuantitativa como cualitativa de los márgenes de comercialización.

El 27 de octubre de 2005 se publicó la Orden ITC 3321/2005 por la que se modifica la fórmula para el cálculo del coste de la materia prima (CMP) previsto para el año 2005. En esta orden se reconoce el extracoste ocasionado en el suministro de gas al mercado regulado, como consecuencia de:

- Una demanda en 2005 superior a la previsión realizada en 2004 a efectos de calcular los costes de suministro de gas al mercado regulado.
- La diferencia del coste de adquisición del gas en los mercados internacionales respecto a la CMP, de estas cantidades adicionales no previstas.

La ITC 3321/2005 ha estimado un extracoste de 83 millones de euros que será posteriormente corregido al disponer de los datos definitivos de ventas y coste de adquisición correspondientes a 2005.

Asimismo, la ITC 4101/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen las tarifas del gas natural para el 2006, incluye en la estructura de cálculo de la CMP el coste

previsto para el aprovisionamiento en los meses de invierno (conforme a lo que ya se había reconocido en la ITC 3321/2005, de 27 de octubre) de forma que permite una mejor formación de precios en el mercado liberalizado.

Por otra parte, se suprimen las tarifas de los grandes consumidores (más de 100GWh/año), centrales térmicas e interrumpibles, de forma que deberán suministrarse en el mercado liberalizado creándose un período transitorio de 3 a 12 meses hasta la eliminación definitiva de estas tarifas.

Como consecuencia de las medidas adoptadas para favorecer la liberalización y el reconocimiento de los costes de la materia prima, así como de la política comercial seguida por GAS NATURAL, la evolución del EBITDA en los dos últimos trimestres del 2005 muestra una tendencia muy positiva.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de aprovisionamiento y comercialización son las siguientes:

	2005	2004	%
Suministro de gas (GWh):	317.555	288.055	10,2
España:	271.880	243.510	11,7
Mercado español regulado	59.985	61.364	(2,2)
Mercado español liberalizado:	211.895	182.146	16,3
Comercialización GAS NATURAL	165.197	138.973	18,9
Aprovisionamiento a terceros	46.698	43.173	8,2
Internacional:	45.675	44.545	2,5
Aprovisionamiento	32.202	36.033	(10,6)
Comercialización Europa	13.473	8.512	58,3
Contratos multiproducto (a 31.12)	2.249.137	1.727.147	30,2
Contratos por cliente (a 31.12)	1,47	1,37	7,3

El aprovisionamiento y comercialización total de GAS NATURAL ha sido de 317.555 GWh, con un crecimiento del 10,2%, de los que 271.880 GWh han tenido como destino al mercado español (+11,7%) y los 45.675 GWh restantes a mercados internacionales (+2,5%).

El aprovisionamiento de gas al mercado regulado corresponde al suministro a Enagás, S.A. que, junto a la gestión de existencias que realiza, destina a las sociedades distribuidoras de gas, tanto a la propia GAS NATURAL como a terceros y que ha alcanzado los 59.985 GWh, con una ligera disminución del 2,2% pese a la mayor apertura del mercado y debido fundamentalmente a la utilización del mercado regulado como refugio por determinadas centrales térmicas y clientes industriales que han abandonado el mercado liberalizado, convencionales.

En cuanto al mercado liberalizado, las ventas han sido de 211.895 GWh con un crecimiento del 16,3% respecto a las del año anterior. De estas ventas, 165.197 GWh han sido comercializados a clientes finales por GAS NATURAL, y se han destinado, principalmente, al mercado industrial además del suministro a ciclos combinados y al mercado residencial.

El aprovisionamiento al mercado liberalizado de otras comercializadoras de gas alcanza los 46.698 GWh, con un aumento del 8,2% y corresponde fundamentalmente al suministro de gas con contratos a medio y largo plazo.

A pesar del fuerte impulso registrado por la comercialización de gas en Europa (+58,3%), el aprovisionamiento de gas en el exterior en su conjunto aumenta un 2.5% debido a la ausencia de operaciones spot en el año 2005 ya que en los meses invernales no se pudo destinar cantidades de gas a este mercado por las necesidades en el mercado español.

En cuanto a la actividad multiproducto de GAS NATURAL, en 2005 se han añadido cerca de 128.000 contratos de mantenimiento de gas, con lo que los contratos vigentes a 31 de diciembre de 2005 superan la cifra de 1.282.000.

Por otro lado, GAS NATURAL continúa desarrollando productos y servicios, apoyándose en los canales de comercialización tanto off-line como on-line. A 31 de diciembre de 2005, GAS NATURAL cuenta con 113 centros franquiciados y un centro en propiedad, a los que hay que añadir los 763 centros asociados, lo que supone una potente red comercial única en España.

A 31 de diciembre de 2005 los contratos de productos y servicios adicionales a la venta de gas, incluidos los servicios financieros y la venta de electricidad, ascienden a más de 2.249.000, con un incremento del 30,2% respecto a los contratos vigentes a 31 de diciembre de 2004, lo que sitúa el ratio de contratos por cliente en España en 1,47, en línea con el objetivo estratégico de alcanzar los 2 contratos por cliente en el año 2008.

Asimismo, la actividad comercial ha permitido incrementar en 35.300 el número de viviendas con calefacción a gas y las ventas de aparatos en 56.000 que incluyen más de 13.400 instalaciones de aire acondicionado.

El pasado 23 de enero, GAS NATURAL puso en marcha una campaña institucional en grandes medios dirigida a todos los públicos de interés de la compañía, con el objetivo de subrayar sus valores de marca y reafirmar sus compromisos empresariales. Con el "claim" de campaña "Juntos sumamos energías", GAS NATURAL destaca el papel de clientes, accionistas, trabajadores y proveedores en la construcción de un sólido y rentable proyecto de futuro.

La campaña cuenta con una importante y cualificada presencia en las principales cadenas de televisión y emisoras de radio.

2. Principales riesgos asociados a la actividad de GAS NATURAL

La actividad de GAS NATURAL se desarrolla en un entorno en el que existen riesgos que pueden afectar a sus operaciones, y que son los siguientes:

a) Las actividades de GAS NATURAL están sujetas al cumplimiento de determinadas regulaciones. El incumplimiento de las mismas y de sus modificaciones puede afectar de un modo adverso a las actividades, resultados y situación financiera de GAS NATURAL

GAS NATURAL está obligada a cumplir con la normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad. Aunque GAS NATURAL considera que cumple sustancialmente con la legislación aplicable a su actividad, ésta está sujeta a un conjunto complejo de normas que tanto los organismos públicos como privados

pueden interpretar de manera distinta al criterio de GAS NATURAL. La introducción de nuevas leyes o normas o modificaciones al actual marco regulatorio podría afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios, subvenciones y situación financiera de GAS NATURAL.

En especial, se hace constar que la distribución de gas es una actividad regulada en la mayor parte de los países en los que GAS NATURAL realiza dicha actividad. Durante los ejercicios 2005 y 2004, la distribución de gas representó, respectivamente, un 41,5% y un 46,5% de la cifra de negocios consolidada de GAS NATURAL. Asimismo, la distribución de gas representó, respectivamente, un 77,7% y un 74,9% de los beneficios de explotación. La introducción de cambios en el mercado regulado de distribución podría incidir en el actual esquema de retribución, así como en los costes operativos, de capital, de materias primas e incentivos a la eficiencia. Todo esto podría afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios, subvenciones y situación financiera de GAS NATURAL.

La actividad de electricidad de GAS NATURAL está expuesta a un cambio o modificación del actual marco regulatorio del sector eléctrico. Por ello, cualquier modificación del actual marco regulatorio del sector eléctrico podría afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios, subvenciones y situación financiera de GAS NATURAL.

b) La distribución de gas y electricidad está sujeta al mantenimiento de determinadas concesiones y autorizaciones administrativas; una resolución anticipada de las mismas afectaría al retorno de las inversiones de GAS NATURAL, así como a sus beneficios futuros.

Dado el carácter regulado de parte de los sectores de gas y electricidad en los que opera GAS NATURAL (España, Latinoamérica, Italia, Marruecos y Argelia), alguna de las actividades de GAS NATURAL están sujetas a la obtención de las correspondientes concesiones o autorizaciones que, con carácter general, son de larga duración. Para ello, y principalmente en Latinoamérica e Italia, GAS NATURAL suscribe contratos o acuerdos de distribución y transporte de gas con las correspondientes autoridades regulatorias. Igualmente, tales contratos, aseguran los esquemas de retribución y, con ello, el retorno de las inversiones realizadas en estas actividades.

Adicionalmente, cabe considerar que las concesiones están sujetas al cumplimiento de ciertos compromisos que, de no ser cumplidos, pueden causar la revocación de las mismas y la ejecución de eventuales garantías o avales otorgados afectando al retorno de las inversiones de GAS NATURAL, así como a sus beneficios futuros.

c) Los negocios de GAS NATURAL están sometidos a riesgos operativos inherentes al mercado que pueden causar interrupciones en su suministro.

Las actividades de GAS NATURAL están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución. A título de ejemplo, las compras de gas natural licuado (GNL) en Argelia descendieron en el mes de enero de 2004 debido a la disminución del suministro de GNL por Sonatrach motivado por una explosión accidental en la planta de licuefacción de Skikda (Argelia). Ante tal situación, GAS NATURAL tuvo que adquirir GNL en el mercado

spot. Acontecimientos similares a éste, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas. En este tipo de situaciones y para garantizar un suministro continuo, GAS NATURAL accede al mercado spot donde adquiere el gas necesario; si bien, dichas adquisiciones pueden realizarse en unas condiciones más onerosas. El mercado spot es un mercado no organizado orientado a la compra-venta de gas físico de corto plazo (fundamentalmente gas natural licuado o GNL).

GAS NATURAL, al no disponer de reservas propias de gas, suscribe contratos para su aprovisionamiento, y en consecuencia, la disponibilidad de gas depende del cumplimiento de tales contratos. Por ello, ante un eventual incumplimiento de los contratos de aprovisionamiento, GAS NATURAL debe buscar otras fuentes alternativas que, en su caso, podrían realizarse en condiciones más onerosas. Además, los resultados y situación financiera de GAS NATURAL podrían quedar afectados de un modo adverso, si los seguros contratados no cubren íntegramente todos los daños o perjuicios.

GAS NATURAL podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades, tales como averías en la red de distribución, explosiones de gas o daños provocados por los buques metaneros que transportan el gas natural. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que GAS NATURAL opera, en la medida en que las pólizas de seguros contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones.

d) Una subida de los precios del crudo y del gas natural puede afectar de un modo adverso y significativo a los resultados y situación financiera de GAS NATURAL.

Una parte importante de los gastos operativos de GAS NATURAL están vinculados a la compra de gas natural y de gas natural licuado (GNL) para su comercialización en el mercado libre y suministro a mercados regulados. Igualmente sus plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural. En este sentido, aunque los precios que GAS NATURAL aplica en la venta de gas a sus clientes se corresponden con los precios de mercado, en entornos de mucha volatilidad, las fluctuaciones de sus precios de venta pueden llegar a no evolucionar de un modo proporcional al coste de la materia prima, especialmente en los mercados regulados. Los precios de las materias primas experimentan variaciones significativas, y por ello, no existe garantía alguna de que se mantenga en los niveles estimados. Durante los últimos dos años se han producido variaciones significativas en el precio del crudo, lo que ha incrementado notablemente su precio y ha, acentuado su volatilidad. La media anual del precio del barril Brent en diciembre 2004 era de 38,21 dólares, aumentando un 42% durante el 2005 para alcanzar un precio de 54,38 dólares en diciembre 2005. Los precios del gas natural también son sensibles a factores geopolíticos, tales como el aumento de la demanda en China e India, la guerra y post-guerra en Irak, el aumento de la inestabilidad en otras partes de Oriente Medio y un eventual deterioro adicional de la situación política y económica de los países productores de hidrocarburos, tales como Venezuela y Nigeria. Además de los costes asociados al negocio del gas, las subidas en los precios del crudo y del gas natural provocarían un incremento de los costes de generación eléctrica. Tales incrementos aumentarían los costes operativos y afectarían de un modo adverso a los beneficios de GAS NATURAL.

e) GAS NATURAL podría verse obligado a comprar más gas del que necesita para el desarrollo de su actividad con arreglo a los contratos con cláusulas "take- or-pay".

La mayor parte de las compras de gas natural y gas natural licuado (GNL) se realizan a través de contratos a largo plazo. Con arreglo a dichos contratos, GAS NATURAL tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas. Esto es, a pesar de que GAS NATURAL no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida con arreglo a las cláusulas "take-or-pay". En cualquier caso, estos contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de GAS NATURAL. No obstante, en caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, GAS NATURAL estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que necesita. Esto podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de GAS NATURAL.

f) Las actividades de GAS NATURAL están sometidas al cumplimiento de la normativa en materia de protección medioambiental. El incumplimiento de dicha normativa puede afectar de un modo adverso y significativo al negocio, beneficios y situación financiera de GAS NATURAL.

GAS NATURAL y sus sociedades filiales están sometidas al cumplimiento de normativa en materia de protección medioambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto medioambiental, la obtención de las pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros, GAS NATURAL debe tener en cuenta los siguientes riesgos:

- que los estudios de evaluación del impacto medioambiental no sean aprobados por las autoridades competentes;
- que la opinión pública se oponga a los proyectos propuestos por GAS NATURAL y de ello se derive un retraso de los mismos; y
- el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades pueda sufrir modificaciones o cambios, lo que puede provocar un aumento de los costes que garanticen el cumplimiento del nuevo marco regulatorio; ello afectaría de un modo adverso y significativo a las actividades o proyecciones de GAS NATURAL y sus filiales.

En los últimos años, se han intensificado los requisitos en materia de protección medioambiental en los distintos países en los que GAS NATURAL opera. Aunque GAS NATURAL ha realizado las inversiones necesarias para cumplir con la legislación aplicable, la modificación y aplicación de la misma puede suponer la exigencia de mayores inversiones para su cumplimiento, lo que puede afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios y situación financiera de GAS NATURAL.

Los cambios en la legislación en materia de protección medioambiental pueden aumentar el coste relativo a la puesta en funcionamiento de las plantas de ciclos combinados, así como afectar adversamente a los clientes industriales, que compren gas para sus negocios. El aumento de las restricciones o cargas para los clientes del mercado industrial puede provocar un descenso del consumo de gas, lo cual podría

afectar de un modo adverso y significativo a las actividades y beneficios de GAS NATURAL.

Además, a partir del año 2002, se han transpuesto al ordenamiento jurídico español determinadas directivas comunitarias que pueden afectar a la actividad de GAS NATURAL, limitando la emisión de agentes contaminantes a la atmósfera procedentes de grandes instalaciones de combustión. Con arreglo al nuevo Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, los derechos de emisión asignados a GAS NATURAL ascienden a 14 millones de toneladas de CO₂ para el período 2005-2007. Por ello, pese que a la fecha GAS NATURAL no ha participado ni como comprador ni como vendedor en el mercado de derechos de emisión, GAS NATURAL considera que podría tener que comprar derechos de emisión en el mercado, en caso de que sus emisiones de CO₂ sean superiores a los derechos de emisión que le han sido asignados. Los derechos de emisión se negocian en un mercado organizado en funcionamiento desde el 1 de enero de 2005, encontrándose por tanto sujetos a fluctuaciones en el precio. La compra de dichos derechos constituiría un coste para GAS NATURAL. Todo ello podría afectar de un modo adverso y significativo a las operaciones, beneficios y situación financiera de GAS NATURAL.

g) Los resultados y situación financiera de GAS NATURAL pueden quedar afectados de un modo adverso y significativo si no es capaz de gestionar los posibles riesgos derivados de los tipos de interés y tipos de cambio de divisa extranjera.

GAS NATURAL está expuesta, entre otros, a los riesgos ligados a los cambios de tipos de interés o de tipos de cambio de divisas. Por ello, GAS NATURAL lleva a cabo políticas pro-activas de gestión de riesgos con el objeto de minimizar su impacto en sus resultados. Con fecha 31 de diciembre de 2005, una deuda neta de 1.696,4 millones de euros, que supone un 46,9% de la deuda neta total, era denominada en moneda diferente al euro, predominantemente en dólares americanos. La deuda a tipo variable de GAS NATURAL está sujeta a la aplicación de los tipos de interés. GAS NATURAL tiene como política mantener, al menos, un 30% de su deuda a tipo de interés fijo. Este porcentaje podría aumentarse en el futuro dependiendo de cuáles sean las estimaciones de los tipos de interés para cada una de las diferentes jurisdicciones. A 31 de diciembre de 2005 la deuda a tipo fijo es del 48,2%.

Adicionalmente cabe destacar que GAS NATURAL paga la mayoría de las veces por la compra de gas y gas natural licuado (GNL) en dólares, y a su vez, sus costes y beneficios en Puerto Rico están referenciados en la misma moneda. Una apreciación del dólar contra el euro incidiría de un modo negativo en los costes de la Sociedad. A 31 de diciembre de 2005, aproximadamente un 23,6% de los beneficios de explotación que obtiene GAS NATURAL procedieron de sus compañías latinoamericanas, siendo generados en las respectivas monedas locales. Para mitigar los riesgos inherentes a la volatilidad de dichas divisas frente al euro, GAS NATURAL realiza, en la medida de lo posible, sus inversiones en Latinoamérica, Puerto Rico y gasoducto de Magreb en la moneda local, e igualmente intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en dólares. En cualquier caso, cabe destacar que las estrategias de GAS NATURAL para mitigar los efectos adversos inherentes a las fluctuaciones de los tipos de cambio, pueden resultar ineficaces, y que ello puede afectar de forma adversa y significativa a los resultados y situación financiera de GAS NATURAL.

h) La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras puede quedar afectado por factores que excedan del control de GAS NATURAL.

La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras de distribución y suministro de gas natural, la exploración, producción y venta de gas natural licuado (GNL), así como los proyectos de generación, transporte y distribución de electricidad, puede tener un alto grado de complejidad y requerir períodos amplios de tiempo para su ejecución.

Con respecto a estos nuevos proyectos, no se puede garantizar que no existan:

- retrasos en la obtención de las autorizaciones, licencias o permisos necesarios, incluidos aquellos en materia de protección medioambiental;
- modificaciones en los precios de la maquinaria, materiales o mano de obra, así como la insuficiencia de los mismos;
- oposición al desarrollo de infraestructuras energéticas, incluyendo aquellas áreas sensibles desde el punto de vista medioambiental;
- oposición de determinados grupos políticos o étnicos;
- cambios adversos en el marco legal y regulatorio en aquellos países en los que operan GAS NATURAL y sus filiales;
- expiración o resolución de los contratos vigentes sobre activos inmobiliarios;
- condiciones meteorológicas adversas que pueden retrasar la construcción de la red de distribución de gas, de plantas o subestaciones de electricidad, así como supuestos de fuerza mayor (catástrofes, accidentes, etc.);
- incapacidad de obtener financiación con intereses satisfactorios para la Sociedad;
- competencia en el área de servicio; y
- cambios adversos en el precio del gas natural y del gas licuado.

Cualquiera de estos factores puede causar retrasos en el inicio o ejecución de nuevos proyectos, pudiéndose producir un aumento de los costes inicialmente estimados. En caso de no poder completar un nuevo proyecto, los costes en los que se hubiese incurrido no serían recuperables, lo que disminuiría la rentabilidad del negocio. Adicionalmente, GAS NATURAL podría no alcanzar los objetivos proyectados en las áreas de exploración y producción (upstream) y que se pretenden alcanzar con el acuerdo marco firmado en el mes de abril de 2005 con Repsol YPF, S.A.

i) Las condiciones meteorológicas pueden afectar de un modo adverso a la demanda de gas y electricidad, provocando un impacto negativo en los resultados e ingresos de GAS NATURAL.

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada a las condiciones meteorológicas. Normalmente en Europa y México se produce un aumento de la

demanda durante los meses de invierno, desde octubre hasta marzo (o desde abril hasta septiembre en Argentina, y en menor medida en Brasil), y un descenso durante los meses desde abril hasta septiembre (o desde octubre hasta marzo en Argentina, y en menor medida en Brasil). Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de la producción de electricidad y de calor, mientras que durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado. Los ingresos y resultados de GAS NATURAL derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían variar en el caso de que se produjesen veranos templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Todo ello afectaría de un modo adverso y significativo a los beneficios vinculados a la actividad de generación y distribución de electricidad de GAS NATURAL.

j) El desarrollo del negocio eléctrico de GAS NATURAL está sometido a distintos factores que están fuera del control de Gas Natural.

Los nuevos proyectos de GAS NATURAL en el sector eléctrico están sometidos a diferentes factores que van más allá del control de la Sociedad, entre los cuales, cabe mencionar:

- incrementos en el coste de generación, incluyendo los incrementos en el precio del combustible;
- una posible disminución de la tasa de crecimiento de consumo de electricidad debido a distintos factores, tales como condiciones económicas o la implementación de programas de ahorro de energía;
- riesgos inherentes a la operación y mantenimiento de las plantas de generación;
- impago por parte de los clientes de contratos de compra de electricidad;
- la creciente volatilidad de los precios causada por la liberalización del sector y por los cambios en el mercado;
- una situación de sobre-capacidad de generación en los mercados en los que GAS NATURAL es propietario de plantas de generación o tiene una participación en las mismas;
- imposición de eventuales condiciones por parte de las autoridades regulatorias a medida que se vayan liberalizando los mercados donde GAS NATURAL actúa y
- la aparición de fuentes energéticas alternativas debido a las nuevas tecnologías y al creciente interés por las energías renovables y la cogeneración.

k) Las sociedades filiales latinoamericanas de GAS NATURAL están expuestas a una serie de riesgos, incluyendo crisis económicas y riesgos políticos.

Una parte importante de los beneficios de GAS NATURAL son generados por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en América Latina están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. En el ejercicio 2004, la aportación al EBITDA del negocio de GAS NATURAL en Latinoamérica representó

aproximadamente un 17,1% y en el ejercicio 2005 supone el 20,9%. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, cabe mencionar los siguientes:

- importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- altos niveles de inflación;
- devaluación o depreciación de las divisas locales;
- controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- tipos de interés altos;
- cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- tensiones sociales; e
- inestabilidad política y macroeconómica.

La mayoría de estos acontecimientos han ocurrido a lo largo de las dos últimas décadas en los mercados latinoamericanos más importantes, tales como Brasil, Colombia, México y Argentina.

Además los ingresos de las filiales latinoamericanas de GAS NATURAL, su valor de mercado y los dividendos recaudados por tales filiales están expuestos a los riesgos propios del país en que operan, lo que puede afectar negativamente a la demanda, el consumo y los tipos de cambio de divisas.

- A título ilustrativo, las sociedades filiales argentinas vieron afectados sus resultados y situación financiera debido a la crisis económica e inestabilidad política de los últimos años. Ante dicha situación, las autoridades gubernamentales derogaron determinadas disposiciones de los contratos de concesión suscritos por las filiales de GAS NATURAL que permitían referenciar sus tarifas de distribución al dólar, recurriendo a determinados mecanismos de indexación y convirtiendo en pesos los precios de todos los contratos privados y del mercado spot de energía. Igualmente las tarifas de las actividades de transporte y distribución de gas se congelaron a valores de cierre 1999. Posteriormente, se suspendió legalmente el marco regulatorio aplicable a la actividad de transporte y distribución, convirtiendo en pesos las tarifas y suspendiéndose la actualización por inflación. Se estableció también que se procedería a renegociar con las empresas un nuevo marco legal del sector. En la actualidad GAS NATURAL ha alcanzado un acuerdo con el gobierno argentino, pendiente de aprobación parlamentaria, en el que se prevé la actualización de tarifas.

- GAS NATURAL no puede predecir la forma en que afectaría cualquier empeoramiento futuro de la situación política y económica de Latinoamérica, incluida Argentina, o cualquier otro cambio en la legislación o normativa en los países latinoamericanos en que opera, incluida toda modificación de la legislación vigente o

de cualquier otro marco regulador, a las filiales de Gas Natural o a sus actividades, situación económica o resultados de sus operaciones.

3. Tecnología, investigación, innovación y protección del medio ambiente

La información relativa a Tecnología, investigación, innovación y medio ambiente se incluye en la Nota 38 de la Memoria.

4. Recursos Humanos

A 31 de diciembre de 2005, GAS NATURAL tenía un total de 6.717 empleados, de los que 3.712 pertenecen a España, 412 a Resto de Europa, 109 a Magreb, 2.405 a Latinoamérica y 79 a Puerto Rico.

5. Gestión de riesgos e instrumentos financieros derivados

La información relativa a gestión de riesgos e instrumentos financieros derivados se incluye en las notas 2.26 y 9 de la Memoria.

6. Perspectivas de futuro

La estrategia de GAS NATURAL seguirá evolucionando conforme a las directrices establecidas en el Plan Estratégico en vigor (PE 2004-2008).

Plan Estratégico

El Plan Estratégico de GAS NATURAL para el período 2004-2008 recoge inversiones por valor de 8.800 millones de euros.

El Plan Estratégico distribuyó las inversiones por actividad de la siguiente forma:

Desglose Inversión (*)	%
Distribución gas	28%
Generación electricidad CC	23%
Latinoamérica	14%
Europa	14%
Up & Midstream	10%
Generación electricidad eólica	7%
Otros	4%
Total Inversión	100%

* El desglose por actividades del cuadro se corresponde con las líneas de actividad existentes con anterioridad a la reorganización de líneas de negocio principales realizada en el año 2005.

Distribución de gas: las inversiones previstas son las necesarias para ampliar la red de distribución e incrementar el número de puntos de suministro en 1,7 millones en el período, así como para mantenimiento y renovación de las redes con el objetivo de asegurar la calidad del suministro.

Generación de electricidad: incluye las inversiones necesarias para disponer en el año 2008 de 4.800 MW en España en ciclos combinados y más de 1000 MW en régimen especial.

Latinoamérica: inversión necesaria para ampliar en los distintos países la red de distribución con el fin de incrementar en 1,7 millones el número de puntos de suministro en el período.

Europa: inversiones necesarias para alcanzar 700.000 clientes en Italia en 2008 y consolidar la presencia en Francia.

Upstream & Midstream: esta inversión corresponde principalmente a los proyectos integrados de GNL. Destaca el proyecto de Gassi Touil, que supone la creación de un consorcio participado en un 40% por GAS NATURAL y en un 60% por Repsol YPF, S.A.. Contempla la exploración, producción, licuefacción y comercialización de reservas de gas, e incluye la construcción de una o dos plantas de licuefacción con una capacidad de 61-81 TWh/año. El proyecto tiene una duración de 30 años, y se prevé el inicio de las operaciones comerciales en el año 2010. La inversión total aprobada a septiembre de 2005 está entre 600 y 800 millones a realizar hasta 2009.

Perspectivas 2006

Las tendencias positivas del 2005 deberían suponer un aumento de la rentabilidad de GAS NATURAL en 2006.

- Se espera que la mejora del mix de aprovisionamiento y las nuevas condiciones en el mercado de comercialización de gas tengan un efecto significativo en 2006.
- La rentabilidad del negocio de generación se espera que mejore tras la incorporación del ciclo combinado de Cartagena y de un nuevo contrato de aprovisionamiento con condiciones muy competitivas.
- Se espera que el negocio de distribución continúe ofreciendo un sólido crecimiento gracias al aumento de la remuneración y al buen comportamiento del negocio en Latinoamérica.

El pasado 5 de Septiembre de 2005 GAS NATURAL lanzó una Oferta Pública de Adquisición sobre el 100% de las acciones de Endesa, S.A., principal compañía eléctrica de España. GAS NATURAL considera que esta operación daría lugar a la creación de un gran grupo energético integrado.

La finalidad perseguida por GAS NATURAL con la adquisición de las acciones de Endesa es la de alcanzar el control de Endesa, S.A. al tiempo que se otorga a los accionistas de la misma la posibilidad de convertirse en accionistas de GAS NATURAL. Con ello, GAS NATURAL busca la plena integración desde la perspectiva operativa y legal de Endesa, S.A. en el nuevo Grupo al objeto de crear una compañía integrada de gas y electricidad destacada en España y con una fuerte presencia a nivel mundial.

La complementariedad de los activos de GAS NATURAL y de Endesa, S.A., así como de sus capacidades de gestión, permitirían al nuevo Grupo de GAS NATURAL aprovechar el crecimiento de los mercados en los que ambas sociedades operan. Mediante la integración de Endesa, S.A. en el Grupo de GAS NATURAL éste pasaría así a convertirse en un operador internacional destacado en el sector energético, con más de 30 millones de clientes en 11 mercados y una posición equilibrada en los mercados españoles de electricidad y gas. Además, el objetivo de dicho Grupo sería mantener un sólido perfil financiero, con el compromiso de invertir en sus negocios estratégicos.

El encaje industrial entre GAS NATURAL y Endesa, S.A. podría generar importantes beneficios para sus clientes. Más concretamente:

- a) el ahorro de costes derivado de la operación conjunta de las redes de gas y electricidad de GAS NATURAL y Endesa, S.A.: se estiman unos ahorros en el entorno de 70 millones de euros derivados de la operación conjunta de las redes de distribución de ambas compañías en España. Gas Natural se ha comprometido a reinvertir íntegramente estos posibles ahorros en la mejora de la calidad del servicio al cliente; y
- b) la estructura societaria territorial anunciada por GAS NATURAL, permitirá acercar más la toma de decisiones a los mercados y clientes a los que se prestan servicios.

Creación de un operador internacional destacado en el sector energético

Con la adquisición de Endesa, S.A., el objetivo de GAS NATURAL es el de crear un grupo integrado de gas y electricidad destacado a nivel mundial, fundamentalmente, en Europa y Latinoamérica.

En caso de efectuarse las desinversiones previstas, el grupo resultante de la integración sería número uno en gas y número dos en electricidad en España, tendría una posición relevante en Italia, mantendría su actual posición en el mercado de gas natural licuado (GNL) y tendría una presencia muy significativa en Latinoamérica.

Creación de un operador destacado en los mercados europeos de mayor crecimiento

El grupo resultante de la integración se convertiría en uno de los principales operadores en gas y electricidad en España e Italia.

En el caso concreto de España, el grupo resultante se convertiría en el primer operador de gas y en el segundo de electricidad, lo que le permitirá beneficiarse tanto de las ventajas de la convergencia de gas y electricidad como del importante crecimiento que se espera en la generación a gas en España para los próximos años, avanzando con ello, al igual que las principales compañías europeas, en la integración de los negocios de gas y electricidad. Además, el grupo resultante dispondrá de un mix combinado de generación eléctrica en línea con el mix del sector, al reducirse el peso del carbón y aumentar el del ciclo combinado y renovables

En España, se espera además un importante crecimiento de la generación a gas, pasando de los 6.000 MW de capacidad instalada en ciclos combinados (CCTG) en el 2004 a 24.000 MW de capacidad instalada de los ciclos combinados en el 2008. De hecho, se prevé que el aumento de la demanda de gas en España esté impulsado principalmente por el desarrollo de los ciclos combinados.

En el caso de Italia, el citado grupo ostentaría una mejor posición para aprovechar la apertura del mercado italiano debido a que:

- a) Endesa, S.A. ha jugado ya un papel activo en la liberalización del mercado de generación a través de la adquisición de activos de generación de Enel. Además, Endesa, S.A. ha perseguido proyectos

de reconversión ("repowering" o conversión de centrales térmicas convencionales –carbón, fuel-gas- en centrales de ciclos combinados) y de nueva construcción de ciclos combinados, con el objetivo de aumentar la producción de sus plantas.

- b) GAS NATURAL por otro lado ha obtenido una cartera significativa de clientes de gas a través de adquisiciones puntuales (como son las adquisiciones de las sociedades de los grupos italianos Brancato, Nettis y Smedigas), con el objetivo de alcanzar individualmente la cifra de 700.000 clientes en el 2008.

Complementariedad de las principales capacidades de gestión

GAS NATURAL entiende que existe una alta complementariedad de las capacidades de gestión de GAS NATURAL y Endesa, S.A. Así, por ejemplo:

- a) GAS NATURAL tiene amplia experiencia en la obtención de gas de un modo flexible y competitivo a nivel global, acceso a "equity gas" o participación directa en reservas de gas a través del acuerdo con Repsol YPF, S.A., estrategia demostrada en el desarrollo de ciclos combinados, capacidad de gestión de GNL, experiencia en el desarrollo y gestión de la distribución de gas y un negocio altamente enfocado a los clientes.
- b) Endesa, S.A. por su parte tiene una amplia experiencia en la gestión de activos de generación en España, en la entrada en mercados de alto crecimiento, en la expansión en Latinoamérica y en Italia, y es un importante operador en la distribución de electricidad.

Encaje con el potencial estratégico de Endesa

El nuevo Grupo de GAS NATURAL estaría asimismo bien posicionado para maximizar el potencial estratégico de los activos de Endesa, S.A. gracias a su encaje con los activos de generación de GAS NATURAL y a la utilización conjunta del mix de combustibles. En este sentido, GAS NATURAL sería capaz de satisfacer las necesidades crecientes de gas a nivel global de Endesa, S.A. de modo competitivo y flexible.

Asimismo, dicho grupo podría estar en posición de completar la capacidad de generación de Endesa, S.A. a través de los ciclos combinados de GAS NATURAL, a la vez que GAS NATURAL diversificaría su cartera de generación (actualmente sólo de gas natural) y ello pese a la prevista enajenación de activos de generación. Finalmente, GAS NATURAL podrá continuar aprovechando las oportunidades de crecimiento de los mercados de gas en Europa (España e Italia, principalmente) y Latinoamérica (como Brasil y México).

Consecución de sinergias y ahorro de costes

El encaje estratégico de los activos de Endesa, S.A. y GAS NATURAL, así como de sus respectivas organizaciones, podría generar una serie de sinergias y ahorro de costes.

En concreto, y con carácter general, GAS NATURAL tendría como objetivo que las citadas sinergias supusieran un ahorro anual progresivo que alcanzaría los 350 millones de euros anuales en el ejercicio 2008. De esta cantidad, aproximadamente la mitad de los ahorros potenciales, es decir, 175 millones de euros, se derivarán de la integración de plataformas comerciales, *call centers*, facturación y servicios comerciales y de marketing. Además, se espera una reducción del entorno de 85 millones de euros en servicios corporativos y estructura administrativa, y 90 millones de euros en tecnologías de la información (mediante la optimización de operaciones, la reducción de costes de mantenimiento y la unificación de sistemas). Está previsto que estos ahorros se destinen a financiar el crecimiento de negocio del nuevo grupo o, en su caso, a engrosar el beneficio susceptible de reparto entre los accionistas.

Por otra parte, en el negocio de distribución en España, a través de la operación conjunta de las redes de gas y electricidad también existe potencial de ahorro en compras y subcontrataciones de servicios de hasta 70 millones de euros anuales, cifra inferior a la previamente comunicada debido a que las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros suponen unas mayores desinversiones en redes de gas que las previstas y por lo tanto unas sinergias menores. Si se obtienen estos posibles ahorros y mejoras en el área de distribución, GAS NATURAL tiene intención de reinvertirlos íntegramente en el negocio de distribución para mejorar la calidad de servicio al cliente.

Asimismo, se han estimado posibles sinergias entre ambos grupos en Latinoamérica por valor de 30 millones de euros anuales, aunque las mismas no se han considerado en la cifra de 350 millones de euros.

7. Acciones propias

A 31 de diciembre de 2005 ninguna de las sociedades de GAS NATURAL posee acciones propias.

8. Propuesta de aplicación de resultados

La información relativa a la propuesta de aplicación de resultados se incluye en la nota 29 de la Memoria.

9. Acontecimientos posteriores al cierre

La información relativa a los acontecimientos posteriores al cierre del ejercicio se incluye en la nota 39 de la Memoria.