

Comisión Nacional del Mercado de Valores
Calle Miguel Ángel, 11
28010 Madrid

En Madrid, a 28 de abril de 2009

Ref.: ENAGAS, S.A. Documento de Registro

CERTIFICO

Que el contenido del soporte informático adjunto a esta carta para su depósito en la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se corresponde en todos sus términos con el Documento de Registro de ENAGAS, S.A. elaborado conforme al Anexo IV del Reglamento 809/2004 (CE), que ha sido verificado e inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores el 28 de abril de 2009.

Se autoriza a la Comisión Nacional del Mercado de Valores para que publique en su página web el contenido del soporte informático adjunto.

Atentamente,

ENAGAS, S.A.

ENAGÁS S.A.



**DOCUMENTO DE REGISTRO DE OBLIGACIONES Y
DERIVADOS DE DENOMINACIÓN INDIVIDUAL SUPERIOR A
50.000 EUROS**

ANEXO IV DEL REGLAMENTO (CE) Nº 809/2004

DE LA COMISIÓN DE 29 DE ABRIL DE 2004

**Aprobado e inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del
Mercado de Valores con fecha de 28 de abril de 2009.**

ÍNDICE

1. FACTORES DE RIESGO	1
1. PERSONAS RESPONSABLES	5
1.1 Todas las personas responsables de la información que figura en el documento de registro y, según los casos, de ciertas partes del mismo, con, en el último caso, una indicación de las partes. En caso de personas físicas, incluidos los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión del emisor, indicar el nombre y el cargo de la persona; en caso de personas jurídicas, indicar el nombre y el domicilio social.	5
1.2 Declaración de los responsables del documento de registro que asegure que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el Documento de Registro es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido. En su caso, declaración de los responsables de determinadas partes del documento registro que asegure que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en la parte del documento de registro de que sean responsables es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.	5
2. AUDITORES DE CUENTAS	5
2.1 Nombre y dirección de los auditores del emisor para el período cubierto por la información financiera histórica (así como su afiliación a un colegio profesional).	5
2.2 Si los auditores han renunciado, han sido apartados de sus funciones o no han sido redesignados durante el período cubierto por la información financiera histórica, deben revelarse los detalles si son importantes.	5
3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA	6
3.1 Información financiera histórica seleccionada:	6
3.2 Información financiera relativa a periodos intermedios:	7
4. FACTORES DE RIESGO	8
5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR	8
5.1 Historial y evolución del Emisor	8
5.2 Inversiones	12
6. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	17
6.1 Actividades principales	17
6.2 Mercados principales	44
6.3 Declaraciones efectuadas por el Emisor relativa a su competitividad	52

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	53
7.1 Si el Emisor es parte de un grupo, una breve descripción del grupo y la posición del emisor en el grupo.	53
7.2 Si el Emisor depende de otras entidades del grupo debe declararse con claridad, junto con la explicación de esa dependencia	54
8. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS	55
8.1 Incluir una declaración de que no ha habido ningún cambio importante en la perspectiva del emisor desde la fecha de sus últimos estados financieros auditados publicados.	55
8.2 Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbre, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.	55
9. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS	55
10. ÓRGANOS ADMINISTRATIVOS, DE GESTIÓN, DE SUPERVISIÓN Y ALTOS DIRECTIVOS	55
10.1 Nombre dirección profesional y cargo en el Emisor de los miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión y de cualquier alto directivo que sea pertinente para establecer que el Emisor tiene las calificaciones y experiencia apropiadas para gestionar las actividades del Emisor, indicando las principales actividades que estas personas desarrollan al margen del emisor, si dichas actividades son significativas respecto a ese emisor	55
10.2 Conflictos de intereses de los órganos administrativo, de gestión y supervisión.	61
11. PRÁCTICAS DE GESTIÓN	62
11.1 Detalles relativos al comité de auditoría del Emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de las condiciones en las que actúa.	62
11.2 Declaración de si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobernanza corporativa de su país de constitución. En caso de que el emisor no cumpla ese régimen, debe incluirse una declaración a ese efecto, así como una explicación del motivo por el cual el emisor no cumple ese régimen.	63
12. ACCIONISTAS PRINCIPALES	71
12.1 En la medida en que sea de conocimiento del Emisor, declarar si el emisor es directa o indirectamente propiedad o está bajo control y quién lo ejerce, y describir el carácter de ese control y las medidas adoptadas para garantizar que no se abusa de ese control.	71
12.2 Descripción de todo acuerdo, conocido del Emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio de control en el emisor.	72

13. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS	72
13.1 Información financiera histórica	72
13.2 Estados financieros	79
13.3 Auditoría de la información financiera histórica anual	79
13.4 Edad de la información financiera más reciente	79
13.5 Información financiera intermedia.	79
13.6 Procedimientos judiciales y de arbitraje	84
13.7 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor	85
14. INFORMACIÓN ADICIONAL	85
14.1 Capital Social	85
14.2 Estatutos y escrituras de constitución	86
15. CONTRATOS IMPORTANTES	87
16. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERESES	87
16.1 No se incluye en el Documento de Registro ninguna declaración o informe atribuido a una persona en calidad de experto.	87
16.2 No se incluye en el Documento de Registro ninguna declaración o informe atribuido a un tercero.	87
17. DOCUMENTOS PRESENTADOS	87

FACTORES DE RIESGO

1. FACTORES DE RIESGO

Se enumeran a continuación ciertos riesgos que, de materializarse, podrían afectar al negocio, los resultados o la situación financiera de ENAGÁS. Estos riesgos no son los únicos a los que ENAGÁS podría hacer frente en el futuro. Podría darse el caso de futuros riesgos, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes en el momento actual, que pudieran tener un efecto en el negocio, los resultados operativos o la situación financiera de ENAGÁS.

1.1 Riesgo regulatorio

ENAGÁS opera en un mercado altamente regulado que ha experimentado fuertes cambios en los últimos años. La normativa tanto española como europea determinan el alcance de las actividades que desarrolla ENAGÁS, así como el régimen retributivo para las actividades reguladas del sector gasista, entre las que se incluyen las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte y de gestor técnico del sistema.

Un cambio en el régimen legal vigente, en su interpretación o en los parámetros que deben ser actualizados por la Administración, podría tener un impacto significativo adverso en el desarrollo de las actividades de ENAGÁS, en la manera en que gestiona el negocio, sus resultados de explotación o sus estados financieros. Del mismo modo, la modificación de los protocolos de detalle a las Normas de Gestor Técnico del Sistema y otras normas, pueden implicar la necesidad de adaptar las actividades y la metodología utilizada a la nueva legislación.

El incumplimiento de la normativa vigente que regula las actividades básicas de la Sociedad podría implicar sanciones monetarias o de otro tipo, impuestas por el regulador y posibles responsabilidades con terceras partes por daños y perjuicios.

1.2 Riesgo de demanda de gas en España

El desarrollo de las actividades de ENAGÁS se encuentra íntimamente ligado al crecimiento de la demanda de gas natural en España y la demanda punta del sistema, la cual depende de una serie de factores que están fuera del control de ENAGÁS. Entre otros, los factores que influyen son:

- El desarrollo del sector eléctrico.
- El desarrollo de energías alternativas.
- El precio del gas natural en comparación con otras energías.
- La situación económica general en España.
- La situación de crisis internacional.
- Las fluctuaciones climáticas.
- La disponibilidad de la capacidad para la importación internacional de gas por gasoductos.
- La legislación medioambiental y,

- La continuidad en la importación de gas de países extranjeros.

Los planes de inversiones en infraestructuras de ENAGÁS se basan en la demanda de gas natural prevista para España en los próximos años. Estas estimaciones se realizan sobre la base de datos actuales y de información histórica sobre la evolución del mercado. Si la demanda de gas natural no se incrementa al ritmo previsto, la situación financiera y los resultados del Plan Estratégico de ENAGÁS se podrían ver negativamente afectados.

1.3 Riesgo de falta de adjudicación de inversiones

La Ley del Sector de Hidrocarburos prevé que las inversiones que afecten a la capacidad de regasificación del sistema, o al almacenamiento de reservas de gas, o conlleve la construcción de gasoductos que operen con una presión superior a 60 bares, estarán sujetas a la planificación obligatoria que, para el sector de los hidrocarburos, debe establecer el Gobierno. Cualquier inversión en infraestructuras, incluidas en la planificación obligatoria será autorizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, generalmente mediante el procedimiento de concurso público. No puede asegurarse que, convocado un concurso público para un caso particular, ENAGÁS resulte adjudicataria del mismo. La falta de adjudicación de concursos públicos podría tener un efecto material adverso en los estados financieros y en los resultados de explotación de ENAGÁS.

1.4 Riesgo de realizar inversiones no previstas en el plan de inversiones

Conforme a lo previsto en la normativa vigente, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podría requerir, como consecuencia de la designación de ENAGÁS como Gestor Técnico del Sistema, que por la Sociedad se llevasen a cabo inversiones en infraestructuras gasistas sujetas en un primer momento a concurso público pero para el que no se han presentado licitadores. En este supuesto, ENAGÁS tendría que hacer frente a inversiones no previstas en el plan de inversiones actual que requerirían de financiación adicional a la prevista.

Cualquiera de las inversiones no previstas podría resultar menos rentable que otras para las que se hubieran presentado un mayor número de licitadores. La obligación de ENAGÁS como Gestor Técnico del Sistema, de desarrollar estas inversiones en infraestructuras podría implicar la paralización o ralentización de su plan de inversiones y de la estrategia de la Sociedad. Estas obligaciones supondrían un mayor coste para ENAGÁS en la gestión de esta parte de la red de transporte.

1.5 Riesgos medioambientales

La legislación en materia medioambiental nacional y europea ha evolucionado rápidamente en el pasado y puede continuar en ésta línea, requiriendo inversiones significativas para ENAGÁS.

Aunque la Sociedad considera que cumple la legislación medioambiental vigente en todos los aspectos materiales, no puede asegurarse que ENAGÁS continuará cumpliendo con la normativa presente o futura o que los costes que supongan la aplicación de la nueva normativa en esta materia no afecten sustancialmente los resultados operativos de ENAGÁS.

En este sentido, en el desarrollo de sus actividades, la Sociedad podría estar sujeta a reclamaciones por parte de las Administraciones públicas y terceros por los daños que pudieran derivarse como consecuencia de accidentes ocurridos en el desarrollo de la actividad, y que en el caso de no poder salvar correctamente o de no poder solventar los accidentes mencionados, supondrían un efecto material adverso en la situación financiera y resultados de ENAGÁS.

1.6 Riesgos de la operativa de ENAGÁS

Existen riesgos asociados con la operativa de la red de gasoductos, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos, que podrían causar accidentes e interrupciones imprevistas en las instalaciones por motivos ajenos al control de ENAGÁS (i.e.; accidentes, rotura o desgaste del equipo, etc.). Cualquier interrupción de las actividades de ENAGÁS, incluyendo la imposibilidad de suministrar suministros, podría perjudicar la operatividad de ENAGÁS y suponer un incremento de costes, por el importe que excediera de la cobertura del seguro correspondiente.

Adicionalmente, las responsabilidades derivadas de los accidentes ocasionados en o por las instalaciones de ENAGÁS, sin perjuicio de la cobertura de los seguros, podrían afectar negativamente a los resultados de ENAGÁS.

1.7 Riesgos asociados a los planes de inversión

ENAGÁS realiza una gran parte del transporte, almacenamiento y regasificación del gas natural en España. El alto consumo de gas exige a ENAGÁS llevar a cabo mayores inversiones en infraestructuras (gaseoductos, plantas de descarga, almacenamientos; etc) lo que le permite, a su vez, incrementar sus ingresos, aunque su endeudamiento a corto plazo también sea mayor.

Eventuales modificaciones en la planificación aprobada, dificultades en la obtención de autorizaciones administrativas y medioambientales o variaciones en el mercado y el consumo, pueden afectar significativamente en el crecimiento del negocio.

Asimismo, el Plan Energético Nacional para el periodo 2008-2017 implicará elevadas inversiones en la infraestructura básica del sector del gas tanto por el crecimiento de la demanda como por la necesidad de mejorar la seguridad de suministro.

1.8 Riesgo de tipo de interés

Parte de la deuda que tiene contraída ENAGÁS se encuentra referenciada a tipos de interés tales como el **EURIBOR**. La variación de los tipos de interés de referencia podría tener un impacto en los gastos financieros relacionados con el endeudamiento a tipos de interés variable. La deuda financiera neta de ENAGÁS a 31 de diciembre de 2008 se situaba en 2.351 millones de euros frente a los 1.942,7 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.

Para mitigar el impacto de las variaciones de los tipos de interés, se realizarán operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

1.9 Riesgo de acceso a la financiación.

Debe tenerse en cuenta que para la nueva financiación que pueda necesitar la Sociedad, ENAGÁS se verá afectada por el actual endurecimiento de los mercados financieros, siendo previsible que los márgenes a pagar sobre los tipos de interés de mercado sean superiores a los obtenidos en los últimos años.

1.10 Riesgo de liquidez

La complicada situación de crisis internacional y la exposición a situaciones adversas de los mercados de deuda pública y de capitales puede dificultar o impedir la cobertura de las necesidades financieras que se requieran para el adecuado desarrollo de las actividades de ENAGÁS. Si bien hasta la fecha, la política de liquidez de ENAGÁS ha permitido el cumplimiento de los compromisos de pago sin recurrir a la obtención de fondos en condiciones

gravosas, no puede asegurarse que, de mantenerse la actual situación, la Sociedad pueda obtener financiación en términos y condiciones semejantes a los obtenidos hasta la fecha.

1. PERSONAS RESPONSABLES

- 1.1 Todas las personas responsables de la información que figura en el documento de registro y, según los casos, de ciertas partes del mismo, con, en el último caso, una indicación de las partes. En caso de personas físicas, incluidos los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión del emisor, indicar el nombre y el cargo de la persona; en caso de personas jurídicas, indicar el nombre y el domicilio social.**

D. Diego de Reina Lovera, con DNI 01471789-L, Director Económico-Financiero de Enagás, S.A., domiciliada en Madrid, Paseo de los Olmos nº 19, C.P. 28005, en representación de Enagás S.A., asume la responsabilidad de la información contenida en el presente documento de registro (en adelante, el "Documento de Registro"), cuyo formato se ajusta al Anexo IV del Reglamento (CE) nº 809/2004 de la Comisión de 29 de abril de 2004.

D. Diego de Reina Lovera actúa al amparo de los acuerdos del Consejo de Administración de fecha 23 de febrero de 2009.

- 1.2 Declaración de los responsables del documento de registro que asegure que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el Documento de Registro es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido. En su caso, declaración de los responsables de determinadas partes del documento registro que asegure que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en la parte del documento de registro de que sean responsables es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.**

D. Diego de Reina Lovera en nombre y representación de Enagás, S.A., en virtud de los poderes mencionados en el apartado 1.1 anterior, asegura que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el Documento de Registro es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.

2. AUDITORES DE CUENTAS

- 2.1 Nombre y dirección de los auditores del emisor para el período cubierto por la información financiera histórica (así como su afiliación a un colegio profesional).**

La firma Deloitte, S.L. con domicilio social en Madrid, plaza Pablo Ruiz Picasso nº1, inscrita en el ROAC con el nº S0692, ha auditado las cuentas anuales individuales de Enagás S.A. correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008. Asimismo, Deloitte S.L. ha auditado las cuentas anuales consolidadas de Enagás S.A. y sus sociedades dependientes correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008.

- 2.2 Si los auditores han renunciado, han sido apartados de sus funciones o no han sido redesignados durante el período cubierto por la información financiera histórica, deben revelarse los detalles si son importantes.**

Los auditores de la Sociedad no han renunciado, ni han sido apartados de sus funciones, durante los ejercicios 2007 y 2008. Asimismo, los auditores de la sociedad han sido redesignados anualmente durante los ejercicios 2007 y 2008.

La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 27 de marzo de 2009 en segunda convocatoria, ha acordado reelegir auditor de cuentas para el ejercicio 2009 al actual auditor externo Deloitte S.L. tanto para las cuentas individuales de Enagás S.A. como para las cuentas anuales consolidadas de Enagás S.A. y sus sociedades dependientes.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3.1 Información financiera histórica seleccionada:

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo ENAGÁS del ejercicio 2007 y 2008 han sido formuladas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), según han sido aprobadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento y del Consejo Europeo.

- (a) Principales datos de la Cuentas de Pérdidas y Ganancias auditadas consolidadas correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008:

	Millones de euros		
	2008	2007	% variación
Cifra de Ingresos	853,7	811,4	5,21%
Beneficio Bruto de Explotación (EBITDA)	636,2	595,5	6,83%
EBITDA/Cifra de Ingresos	74,5%	73,4%	1,6%
EBITDA/Ingresos Regulados	78,2%	75,2%	4,1%
Beneficio Neto de Explotación (EBIT)	433,1	408,3	6,07%
Beneficio antes de impuestos	366,1	350,7	4,39%
Beneficio Neto	258,9	238,3	8,64%

- (b) Principales datos del Balance Consolidado auditado correspondiente a los ejercicios 2007 y 2008:

	Millones de euros		
	2008	2007	% variación
Total Activos	4.717,80	3.975,96	18,66%
Activo No corriente	4.046,53	3.459,81	16,96%
Activo Corriente	671,27	516,15	30,05%
Patrimonio Neto	1.440,37	1.343,91	7,18%
Deuda Financiera Neta (Deuda a LP + Deuda a CP - IFT) (*)	2.351,30	1.944,20	20,94%
Deuda Neta /EBITDA	370%	326%	13,20%
Deuda Financiera Total (Bruta)	2.565,9	1.949,5	31,62%
Rentabilidad de los Fondos Propios (ROE) (Beneficio Neto / FFPP)	17,78%	17,72%	0,34%
Apalancamiento Financiero (Deuda Neta/Deuda + F.F.P.P)	61,80%	59,10%	4,57%

(*) Deuda a LP: 2.156 miles de euros – 5,3 miles de euros (actas de inspección del Impuesto de Sociedades) – 15,7 miles de euros (proveedores de inmovilizado) – 6 miles de euros (derivados).

Deuda a CP: 514 miles de euros – 16 miles de euros (derivados) – 62 miles de euros (dividendos).

Asimismo, el apartado 13.1 del Documento de Registro recoge la información consolidada del Grupo ENAGÁS correspondiente a los ejercicios cerrados el día 31 de diciembre de 2008 y 2007. La citada información ha sido obtenida de las cuentas anuales consolidadas de ENAGÁS, correspondientes a dichos periodos, y que han sido auditadas por Deloitte, S.L.

3.2 Información financiera relativa a periodos intermedios:

Los Estados Financieros Intermedios del Grupo ENAGÁS del primer trimestre del ejercicio 2009 han sido elaborados de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), según han sido aprobadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento y del Consejo Europeo.

- (a) Principales datos de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas no auditadas correspondientes al primer trimestre del ejercicio 2009:

	Millones de euros		
	1er Trimestre 2009	1er Trimestre 2008	%Variación
Cifra de Ingresos	210,43	210,80	-0,17%
Beneficio Bruto de Explotación (EBITDA)	162,45	158,88	2,25%
EBITDA/Cifra de Ingresos	77,20%	75,37%	2,43%
EBITDA/Ingresos Regulados	80,04%	79,78%	0,33%
Beneficio Neto de Explotación (EBIT)	111,99	109,98	1,82%
Beneficio antes de impuestos	98,07	92,50	6,02%
Beneficio Neto	68,68	64,79	6,01%

- (b) Principales datos del Balance Consolidado no auditados correspondiente al primer trimestre del ejercicio 2009:

	Millones de euros		
	1er Trimestre 2009	31.12.2008	% variación
Total Activos	4.956,98	4.717,82	5,07%
Activo No corriente	4.357,13	4.046,53	7,68%
Activo Corriente	599,85	671,27	-10,64%
Patrimonio Neto	1.405,52	1.440,37	-2,42%
Deuda Financiera Neta (Deuda a LP + Deuda a CP - IFT) (*)	2.516,60	2.351,30	7,03%
Deuda Neta /EBITDA	1549%	1480%	4,68%
Deuda Financiera Total (Bruta)	2.731,6	2.565,9	6,46%
Rentabilidad de los Fondos Propios (ROE) (Beneficio Neto / FFPP)	4,80%	17,78%	-73,02%
Apalancamiento Financiero (Deuda Neta/Deuda + F.F.P.P)	63,74%	61,80%	3,14%

(*) Deuda a LP: 1.137 miles de euros – 34 miles de euros (actas de inspección del Impuesto de Sociedades y derivados)

Deuda a CP: 1.748 miles de euros – 28 miles de euros (derivados) – 92 miles de euros (dividendo activo a pagar).

4. FACTORES DE RIESGO

La información relativa a los riesgos que afectan al emisor figura en la sección titulada FACTORES DE RIESGO del Documento de Registro.

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

5.1 Historial y evolución del Emisor

5.1.1 Nombre legal y comercial del emisor

La denominación legal del emisor es Enagás S.A., y su nombre comercial, Enagás.

5.1.2 Lugar de registro del Emisor y número de registro

Enagás S.A. se encuentra inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al tomo 2963, folio 81, hoja 20826, inscripción 1ª.

5.1.3 Fecha de constitución y período de actividad del Emisor

Con el objetivo de crear una red de gasoductos en toda la Península, el Ministerio de Industria publicó un Decreto el 23 de marzo de 1972 creando la Empresa Nacional del Gas (Enagás, S.A.). La Sociedad fue constituida el 13 de julio de 1972 mediante escritura pública otorgada ante el notario de Madrid D. Valentín Fausto Navarro Azpeitia, con el número 1334 de su orden de protocolo.

Sus actividades se iniciaron en la fecha de su constitución y su duración, de acuerdo con el artículo 4 de los Estatutos Sociales, es indefinida.

5.1.4 Domicilio y personalidad jurídica del Emisor, legislación conforme a la cual opera, país de constitución, dirección y teléfono de su domicilio social

Enagás S.A. tiene su domicilio en Madrid, Paseo de los Olmos nº 19, C.P. 28005, teléfono (34) 900 100 399.

Enagás S.A., constituida en España, adopta la forma jurídica de Sociedad Anónima y, en consecuencia, se encuentra sometida al régimen establecido por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, que aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas vigente en la actualidad, y por las demás disposiciones legales que resulten de aplicación. Del mismo modo, Enagás S.A. se encuentra sometida a Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, de 2 de julio de 2007.

El régimen contable de Enagás S.A. está sujeto al Plan General de Contabilidad aprobado por el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, así como, al Real Decreto 1815/1991, por el que se aprueban las normas para la

formulación de cuentas anuales consolidadas. De acuerdo con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo del 19 de julio de 2002, el Grupo ENAGÁS está obligado a presentar sus cuentas consolidadas a partir del ejercicio 2005 de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") que han sido adoptadas por la Unión Europea.

5.1.5 Todo acontecimiento reciente relativo al emisor que sea importante para evaluar su solvencia

Los acontecimientos relativos al Emisor y su Grupo más importantes ocurridos durante los años 2007 y 2008 son los siguientes:

Año 2007:

- En el año 2007 se publicó la Ley 12/2007 de 3 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, estableciendo 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, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3%. Además, las empresas que realicen actividades en el sector gasista o aquellas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema por encima del 1%. Estas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial.

La Directiva 2003/55/CE mencionada, exige la separación de la función de suministro de la de gestor de las instalaciones. Por este motivo, ENAGÁS ha eliminado totalmente su actividad de suministro de gas a los distribuidores, para su venta en el segmento a tarifa del mercado. Igualmente, Enagás para establecer una separación funcional de las actividades que realiza como Gestor Técnico del Sistema de aquéllas que desempeña como transportista y gestor de su red, creó una unidad orgánica específica encargada de la gestión técnica del sistema.

- El 5 de julio de 2007 Bilbao Bizcaia Kutxa (BBK) adquiere el 5% del capital social de Enagás S.A.
- El 20 de julio de 2007, se obtiene la concesión administrativa para la explotación del almacenamiento subterráneo de Yela, en Guadalajara.
- El 3 de agosto de 2007, se obtiene la autorización administrativa para la construcción del gasoducto Península-Islas Baleares. La inversión total del proyecto general, que incluye el gasoducto Montesa-Denia y una Estación de Compresión en esta localidad, está previsto que ascienda a 490 millones de euros.
- El 21 de noviembre de 2007, la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI) adquiere el 5% del capital social de Enagás S.A. reforzándose la presencia institucional en su capital social.
- Mediante el Real Decreto 1766/2007 de 28 de diciembre, se adaptó el Real Decreto 1716/2004, por el que se regula la obligación de

mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, a lo establecido por la Ley 12/2007.

De esta manera, se eliminó la obligación para los transportistas del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad y de la diversificación de suministros que recae, a partir de la fecha de desaparición del mercado a tarifa, exclusivamente en los comercializadores y consumidores directos en mercado.

Se adapta la obligación de mantenimiento de existencias mínimas que deberán mantener los sujetos a las capacidades físicas de almacenamiento del sistema gasista español, de forma que se reduce la citada obligación de 35 a 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme.

Asimismo, debido a la entrada en operación de nuevas plantas de regasificación y de nuevos agentes en el mercado, el objetivo de diversificación se reduce hasta el 50%. Además, con el fin de facilitar la entrada de nuevas empresas en el mercado y considerando que los suministros para los agentes con pequeñas cuotas de mercado puede resultar un obstáculo para el desarrollo de su actividad, se limita la obligación de diversificación a los sujetos cuya cuota de importación supere el 7 por ciento del total.

- Eurogas Corporation (Eurogas), ACS y ENAGÁS firmaron, el 21 de diciembre de 2007, un acuerdo para impulsar significativamente el Proyecto Castor de almacenamiento subterráneo de gas natural, situado en la provincia de Castellón. Mediante este acuerdo ENAGÁS participará en esta instalación con un 33,33% del capital cuando entre en funcionamiento la infraestructura de gas, prevista para finales del año 2010.
- Mediante la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, se estableció el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se creó un mercado de capacidad, tanto de acceso a la capacidad de almacenamiento como a los derechos de extracción y de inyección, con el objetivo de optimizar la gestión de los mismos y de garantizar la seguridad de suministro.
- Mediante el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, y la Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, se reguló la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, estableciéndose el 1 de julio de 2008 como fecha de inicio del suministro de último recurso. Asimismo, se dispone el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministrador de último recurso.

Año 2008:

- Mediante el Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, se estableció la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, procediéndose a la adaptación de la retribución del transporte al modelo que se comenzó a definir a finales de 2006 para las actividades de regasificación y almacenamiento. Además, el nuevo Real Decreto reforzó la convergencia con el nuevo sistema retributivo del transporte de energía eléctrica,

tramitado simultáneamente y aprobado mediante el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, y con los sistemas retributivos existentes para estas actividades reguladas en los Estados europeos de nuestro entorno.

Para los activos puestos en marcha con anterioridad al 1 de enero de 2008, continuará siendo de aplicación el modelo previamente existente.

- El 10 de abril de 2008 se realizó la primera subasta de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural, según lo previsto en la Orden ITC 3862/2007 de 28 de diciembre.

OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español S.A.) fue la encargada de realizar la subasta, supervisada por la Comisión Nacional de Energía. La cantidad subastada fue de 1.518 GWh para el periodo de 1 de abril de 2008 a 31 de marzo de 2009 y se adjudicó al precio de 2.588 €/GWh.

- En mayo de 2008 se produjo la venta por parte de Inversiones Cotizadas del Mediterráneo S.L. sociedad íntegramente participada por Cajas de Ahorro del Mediterráneo de su paquete accionarial equivalente al 5%, mediante un proceso de colocación privada entre inversores cualificados.
- El 30 de mayo de 2008, el Consejo de Ministros aprobó la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016. Los nuevos proyectos a desarrollar recogidos en dicha Planificación representarán para ENAGÁS inversiones a realizar de entre 2.200 y 3.000 millones de euros.
- Mediante la Resolución de 6 de octubre de la DGPEyM (Dirección General de Política Energética y Minas) se convocó el primer procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Francia para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2013, en lo que se refiere a contratos a largo plazo, y entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010 para los contratos a corto plazo.
- La Orden ITC/2857/2008 estableció los nuevos precios máximos aplicables a partir del 12 de octubre de 2008 y, de acuerdo con lo previsto en la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, fijó una nueva metodología de revisión de los precios máximos a los que los comercializadores de último recurso pueden suministrar gas natural a los consumidores con derecho a acogerse al suministro de último recurso.
- El 24 de noviembre de 2008 se inició la instalación del tendido del nuevo gasoducto que conectará las Islas Baleares con la Península desde Denia hasta Sant Antoni en Ibiza y de allí hasta Mallorca. El gasoducto, que servirá para abastecer de gas al archipiélago, tendrá 270 kilómetros de longitud y discurrirá a una profundidad de 997 metros en el tramo de la Península hasta Ibiza y de 720 entre esta isla y la de Mallorca. Se prevé que la puesta en marcha del nuevo gasoducto tendrá lugar el mes de julio del 2009.
- La Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, aprobó los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2009. Asimismo, estableció determinados aspectos del régimen económico de las actividades reguladas del sector del gas.

Moody's confirmó, a 31 de mayo de 2007, la calificación de "A2" a largo plazo y "P-1" a corto plazo, mientras que Standard&Poor's ratificó, en agosto de 2008, la calificación de "AA-" a largo plazo, y "A-1+", en el corto. Ambas agencias otorgaron, a su vez, una perspectiva estable a estos niveles. Las agencias de rating destacaron la estabilidad del negocio de la Sociedad y la sólida posición de liquidez de ENAGÁS. Además, reflejaron su confianza en que ENAGÁS continuará implantando con éxito el plan inversor anunciado, de acuerdo con la estrategia de crear valor añadido desde una política conservadora y de fortaleza financiera. Inversiones

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción de las inversiones principales hechas desde la fecha de los últimos estados financieros publicados

Durante el ejercicio 2008, ENAGÁS invirtió 777 millones de euros en activos materiales con el fin de garantizar las infraestructuras necesarias para la seguridad del Sistema Gasista español, un 52,8% más que en 2007, ejercicio en el que invirtió 508,6 millones de euros. Fruto del aumento de la actividad inversora, el volumen de activos puestos en explotación en 2008 fue de 591,2 millones de euros frente a los 94,2 del año 2007.

A continuación se clasifican, en millones de euros, las inversiones realizadas por ENAGÁS en el ejercicio 2008 en materiales e inmateriales:

	Importe
Inversiones Materiales	781,00*
Inversiones Inmateriales	10,30
TOTAL	791,30

* Dentro de las Inversiones Materiales (781,0 millones de euros de acuerdo a los Estados Financieros a 31.12.08 auditados), se incluyen 4,1 millones de gas natural adquirido para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos. La Inversión Material efectiva es por lo tanto de 776,9 millones de euros.

1. Inversiones materiales:

El Consejo de Administración de Enagás S.A. aprobó inversiones en el ejercicio 2008 por importe de 820,7 millones de euros.

A continuación se desglosan las principales inversiones materiales por rama de actividad y por trimestres, en miles de euros:

a) Transporte

Primer Trimestre	Importe
Gasoducto "Desdoblamiento Barcelona-Arbós"	44.956,00
Estación de Compresión de Zaragoza	26.131,00

Segundo Trimestre	Importe
Gasoducto Alcázar de San Juan-Villarobledo	46.677,00
Gasoducto Semianillo Suroeste Madrid	24.270,00
Gasoducto Albacete-Villarobledo	53.336,00
Gasoducto Desdoblamiento del Ramal al Campo de Gibraltar	7.530,00
Gasoducto Albacete Montesa	101.166,00
Estación de Compresión de Alcázar de San Juan	40.348,00

Cuarto Trimestre	Importe
Gasoducto Montesa-Denia	25.902,00

b) Regasificación:

Segundo Trimestre	Importe
Ampliación de capacidad de emisión a 1.350.000 m ³ (n)/h en la Planta de Cartagena	9.506,00

Tercer Trimestre	Importe
Cuarto Tanque de 150.000 m ³ GNL en la Planta de Cartagena.	75.337,00

Cuarto Trimestre	Importe
Sistema recuperación boil-off Planta de Cartagena	16.672,00

c) Almacenamiento Subterráneo:

Las inversiones del ejercicio 2008 han ascendido a 11,9 millones de euros, correspondientes, en su mayoría, a la planta de regeneración de metanol en el Almacenamiento de Serrablo.

2. Inversiones Inmateriales:

Las inversiones Inmateriales en 2008 corresponden básicamente a aplicaciones informáticas por importe de 10,3 millones de euros.

Asimismo, y en su caso, se detallan las desinversiones más significativas realizadas en el año 2008 por ENAGÁS:

- Venta de 3 motocompresores instalados en el pozo J-17, por importe de 4.788 miles de euros.
- Desmantelamiento de la posición de válvulas P024, por importe de 114 miles de euros.

Desde el 1 de enero de 2009 y hasta la fecha de registro del presente Documento de Registro, se han invertido 126,6 millones de euros en activos

materiales e inmateriales. A continuación desglosamos las inversiones más importantes:

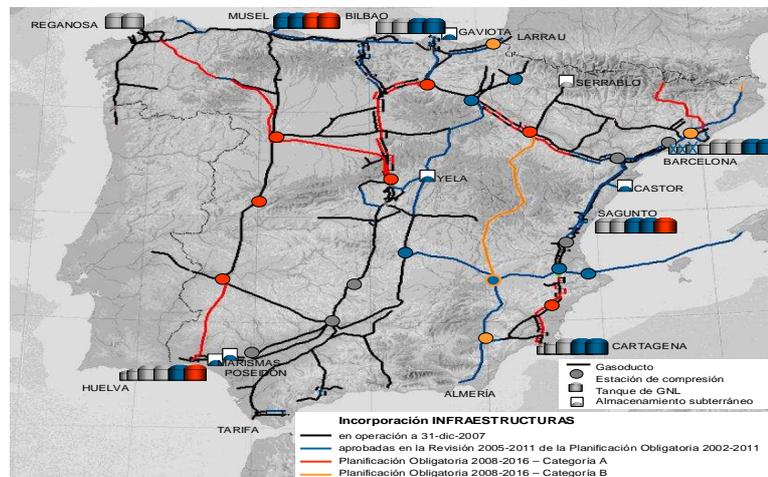
- G. Submarino Denia - Ibiza - Mallorca (52,2M€)
- Duplicación G. Tivisa - Paterna (18,6M€)
- G. Martorell - Figueras (6,3M€)
- G. Almería - Lorca - Chinchilla (10,4M€)
- 5ª Tanque GNL 150.000 m3/h P. Huelva (3,6M€)
- 5ª Tanque GNL 150.000 m3/h P. Cartagena (5,7M€)
- 7ª Tanque GNL 150.000 m3/h P. Barcelona (4M€)
- 8ª Tanque GNL 150.000 m3/h P. Barcelona (2M€)

5.2.2 Información relativa a las principales inversiones futuras del emisor, en las que sus órganos de gestión hayan llegado ya a compromisos firmes

Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016:

El 30 de mayo de 2008, el Consejo de Ministros aprobó la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016. Los nuevos proyectos a desarrollar recogidos en dicha Planificación representarán para ENAGÁS inversiones a realizar de entre 2.200 y 3.000 millones de euros en el periodo 2013-2016.

Para integrar la capacidad de entrada con los incrementos en conexiones internacionales y almacenamientos subterráneos, la nueva Planificación vertebrará el Sistema Gasista con tres grandes Ejes de Transporte Norte-Sur (Ruta de la Plata, Eje Central y Eje de Levante) interconectados entre ellos por otros tres ejes de transporte Este-Oeste (Eje del Ebro, Eje Zamora-Algete y Eje Transversal), formando entre ellos una ruta directa a la zona centro a través de la cual se interconectan, siendo el almacenamiento subterráneo de Yela el lugar idóneo para compensar las fluctuaciones de la demanda. Además, se conectará la planta de Reganosa de manera directa con el centro peninsular, tal como muestra la siguiente imagen:



Se consigue así un sistema de gasoductos radiales, muy adecuado a las características de la península: entradas de gas desde las plantas de regasificación ubicadas en la costa que se conectan entre sí en el área centro, comunicando las distintas áreas de producción y aportando flexibilidad operativa y garantía de seguridad del suministro.

Todas estas nuevas infraestructuras suponen un total de inversiones previstas para Enagás (de 2008 a 2016) de 10.221 millones de euros, que se reparten del siguiente modo :

- Gasoductos de transporte: 4.584 millones de euros.
- Plantas de regasificación: 3.421 millones de euros.
- Estaciones de compresión: 642 millones de euros.
- Almacenamientos subterráneos: 1.575 millones de euros.

Este desarrollo previsto de infraestructuras de regasificación, transporte y almacenamiento, representa en su conjunto un coste inferior al 10% del precio del gas para el consumidor final.

ENAGÁS ha solicitado autorización para realizar las principales nuevas infraestructuras pertenecientes a la Red Básica, recogidas en esta Planificación. Entre ellas destacan el nuevo eje Galicia-Madrid, la duplicación del gasoducto Haro-Burgos-Madrid, el desdoblamiento del Valle del Ebro y la conexión directa de la planta de Huelva con la Ruta de la Plata, como principales gasoductos de transporte. En cuanto a regasificación, ENAGÁS solicitó las ampliaciones de las plantas de regasificación de Huelva (hasta 1.650.000 m³/h y un 6º tanque) y El Musel (hasta 1.200.000 m³/h y 3º y 4º tanques), así como el estudio y desarrollo de nuevas infraestructuras de almacenamiento subterráneo.

Plan Estratégico 2007-2012:

Los aspectos más destacados de este plan son los siguientes:

Desde el año 2007 y hasta el año 2012, la Sociedad, en base al Plan Estratégico 2007-2012, presentado ante la Junta General de Accionistas el 22 de abril de 2006, y actualizado en mayo de 2008, invertirá en infraestructuras al

menos 5.000 millones de euros, de los que hasta la fecha ha invertido 508,6 millones de euros en 2007 y 777 millones de euros en 2008.

Las principales novedades de la actualización del Plan Estratégico con respecto al plan presentado en abril de 2007, además del incremento de la cifra de inversión de 4.000 millones de euros a 5.000 millones de euros son los siguientes:

- En cuanto a objetivos financieros, la Sociedad estableció un nuevo objetivo de crecimiento del beneficio neto en el periodo 2007-2012, del 12% anual media (TACC), por encima del 10% previsto el año anterior. Este incremento se debe fundamentalmente a los mayores ingresos derivados de las mayores inversiones previstas, así como a la implementación de un plan de control de costes a largo plazo.

- La financiación del plan de inversiones se realizará mediante la generación de cash-flow y nueva deuda, en porcentajes muy similares. Como consecuencia del aumento previsto en las inversiones del nuevo plan, se prevé que el ratio de Deuda sobre EBITDA alcance la cifra de 4,3 veces en 2012, frente al 3,8 previsto el año anterior.

El desglose de las inversiones del Plan Estratégico, por año y por tipo de instalación es el siguiente:

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Transporte	337	555	551	416	654	484	2.997
Regasificación	123	157	222	365	223	106	1.196
Almacenamiento	5	18	42	97	63	421	646
Resto Inversiones materiales	45	27	22	20	20	20	154
TOTAL	510	757	837	898	960	1.031	4.993

(datos en millones de euros)

- Entre 2008 y 2012 ENAGÁS destinará a la actividad de transporte la cifra de 2.660 millones de euros, lo que supone un 60% del total, con la intención de aumentar un 42% su red de gasoductos y duplicar la potencia de sus estaciones de compresión. En 2008 se han puesto en funcionamiento 479 km y se han invertido 563 millones de euros frente a los 555 millones de euros previstos inicialmente.

- En las plantas de regasificación, se prevé hasta el año 2012 aumentar en un 80% la capacidad de almacenamiento de GNL y aumentar un 33% la capacidad de vaporización. En esta área, la Sociedad invertirá 1.073 millones de euros desde 2008, un 24% de la inversión. En 2008 se han invertido 173 millones de euros frente a los 157 millones de euros previstos inicialmente.

- En almacenamientos subterráneos, ENAGÁS invertirá, desde 2008 hasta el año 2012, 641 millones de euros para incrementar la capacidad de extracción en un 588% y aumentar el volumen operativo de dichas instalaciones en un 328%. A 31 de diciembre de 2008 se habían invertido a este respecto 28 millones de euros frente a los 18 millones de euros previstos inicialmente.

Las inversiones llevadas a cabo en los ejercicios 2007 y 2008 han sido 509 millones de euros, frente a los 510 millones de euros previstos inicialmente, y

777 millones de euros, frente a los 757 millones de euros previstos inicialmente, respectivamente.

5.2.3 Información relativa a las fuentes previstas de los fondos necesarios para cumplir los compromisos mencionados en 5.2.2.

La financiación del programa de inversiones se va a realizar con el *cash-flow* generado por la Sociedad y mediante el aumento del endeudamiento a largo plazo, de forma que se optimice progresivamente la estructura financiera de ENAGÁS.

Adicionalmente al *cash-flow* la sociedad cuenta con financiación ajena, destacando los siguientes préstamos:

1. Con fecha de 15 de abril de 2008 ENAGÁS firmó una operación de préstamo de 500 millones con el Instituto de Crédito Oficial para financiar parcialmente las inversiones previstas en la Sociedad dentro del Plan Estratégico 2007-2012, con unas comisiones de apertura del 0,15% del principal, una carencia de hasta 5 años y una amortización mediante pagos semestrales finalizando 10 años después. Se ha dispuesto hasta la fecha de 100 millones de euros, quedando disponibles 400 millones de euros. Este préstamo se suma a los otros tres que el ICO concedió a Enagás en 2002, 2004 y 2007 por valor un total de 550 millones de euros.
2. El 19 de diciembre de 2008 se ha firmado un primer Tramo (Tramo A) por importe de 350 miles de euros del préstamo concedido por el Banco Europeo de Inversiones (BEI) a ENAGÁS por importe de 1.000 millones de euros. A la fecha de este Folleto no se ha dispuesto ninguna cantidad de dicho tramo. Su periodo de amortización será de 12 años a partir de su desembolso.

6. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

6.1 Actividades principales

6.1.1 Descripción de las principales actividades del Emisor:

6.1.1.1 Introducción

ENAGÁS se constituyó en 1972 con el objetivo de operar la red de infraestructuras de gas natural en España. En 1981 ENAGÁS se integró en el Instituto Nacional de Hidrocarburos, una entidad pública que en Junio de 1994 vendió el 91% de ENAGÁS a Gas Natural, la cual adquiriría el restante 9% de ENAGÁS en 1998.

Hasta la entrada en vigor de la Ley del Sector de Hidrocarburos, en el año 1998, ENAGÁS era concesionaria del servicio público de transporte de gas y de suministro a clientes industriales. La nueva Ley de Hidrocarburos estableció la separación de actividades y la supresión de los derechos concesionales, quedando ENAGÁS como empresa transportista y, al mismo tiempo, encargada de suministrar gas al mercado a tarifa, independiente de los suministradores y distribuidores. Esta legislación representó un paso más en el proceso de liberalización, con el objetivo de promover el acceso de terceros a la infraestructura de gas natural.

En el año 1999 se comenzó con las labores necesarias para la separación de actividades, escindiéndose de ENAGÁS las redes de distribución que eran de su propiedad hasta entonces, así como los suministros finales a clientes asociados a dichas redes.

Durante el año 2000 se continuó con las actuaciones necesarias para cumplir con el marco regulatorio, con el traspaso de actividades no reguladas como aprovisionamientos de gas, fibra óptica y edificios de ENAGÁS a Gas Natural. Ese mismo año, el Ministerio de Industria y Energía designó a ENAGÁS como encargado de la gestión del sistema.

En junio de 2002, tras una Oferta Pública de Venta realizada por Gas Natural, ENAGÁS comenzó a cotizar en las cuatro Bolsas de valores españolas.

ENAGÁS ha quedado así dedicada a sus actividades fundamentales: (i) regasificación, (ii) transporte, (iii) almacenamientos subterráneos y (iv) gestión del sistema. ENAGÁS es propietaria de 8.134 km de gasoductos de alta presión, dos almacenes subterráneos y tres plantas de regasificación de gas natural licuado.

La infraestructura de ENAGÁS queda resumida de forma histórica en la siguiente tabla:

	INFRAESTRUCTURA						
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<u>Red transporte</u>							
Km gasoducto	6.383	6.522	7.158	7.538	7.609	7.655	8.134
<u>P. Regasificación</u>							
Capacidad Almacem. GNL (m³)	560.000	560.000	710.000	987.000	1.287.000	1.287.000	1.437.000
Capacidad Vaporizac. (m³(n)/h)	2.100.000	2.250.000	2.700.000	3.450.000	4.050.000	4.200.000	4.350.000
<u>Almacem. Subterráneo</u>							
Capacidad Extracción M m³(N)/día)	10,30	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Capacidad Inyección M m³(N)/día)	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40

ENAGÁS, como empresa que desarrolla prácticamente en exclusividad actividades reguladas, mantiene una estrecha colaboración con los organismos reguladores. En esta línea muchas de las actuaciones que desarrolla se centran en dar soporte a dichos organismos y en identificar necesidades y expectativas que contribuyan a mejorar la eficiencia y la calidad de los servicios prestados. En este sentido, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio es el regulador responsable de la aprobación de la retribución reconocida por las actividades reguladas, las tarifas, peajes y cánones, las condiciones de acceso de los usuarios a las infraestructuras gasistas, y de la elaboración de la planificación de los sectores de electricidad y gas.

6.1.1.2 Actividades principales

(A) Regasificación

ENAGÁS opera y es propietaria de tres plantas de regasificación de las seis que existen en la actualidad en España. En estas plantas, se regasifica el gas que es transportado en buques metaneros a 160º bajo cero en estado líquido.

En estas instalaciones, mediante un proceso físico para el cual normalmente se utilizan vaporizadores con agua de mar, se aumenta la temperatura del gas natural licuado (GNL) y, de este modo, se transforma a estado gaseoso. Después de este proceso, el gas natural se inyecta en los gasoductos para ser transportado por toda la península.

ENAGÁS es propietaria y opera tres plantas de regasificación, en Barcelona, Huelva y Cartagena. Además, en noviembre de 2006 le fue adjudicada la construcción de la planta de El Musel (Gijón), la cual se prevé que entre en operación comercial en 2011.

A 31 de diciembre de 2008, estas plantas de regasificación utilizaban tanques de almacenamiento de GNL que proporcionaban una capacidad de almacenamiento operativo de 1.437.000 m³ de GNL, en un total de 14 tanques, 9 cargaderos de cisternas y una capacidad de emisión de 4.350.000 m³ (n)/h frente a los 4.200.000 m³(n)/h del año 2007, con un incremento de 150.000 m³ (n)/h.

En la siguiente tabla se describe la capacidad de las tres plantas de regasificación que opera Enagás, en función de sus parámetros básicos: los muelles de atraque de buques metaneros, los tanques de almacenamiento de GNL, la capacidad de los equipos de regasificación y la capacidad de carga de cisternas de GNL con destino a las plantas satélites.

Características de las plantas de regasificación en 2008:

Planta de Regasificación	Capacidad de almacenamiento (tanques GNL en m ³)	Capacidad de atraque (m ³ de GNL)	Capacidad de emisión		Capacidad de carga de cisternas- Nº cisternas/día
			P (bar)	m ³ /hora	
Barcelona	2x40.000+ +2x80.000+ +2x150.000	1x80.000 1x140.000	50,7	600.000	50
			72	1.050.000	
Cartagena	55.000+ +105.000+ +127.000 + 150.000	1x40.000 1x130.000	72	1.350.000	50
Huelva	60.000 + +100.000+ +2x150.000	1x140.000	72	1.350.000	50

Los días de autonomía de estas plantas de GNL están actualmente entre 7 y 15 días. Con la excepción de ciertos terrenos titularidad de ENAGÁS en la planta de Cartagena, los terrenos donde están situadas las plantas de regasificación son objeto de concesiones administrativas otorgadas por la autoridad portuaria por un plazo que varía entre 30 y 75 años, después del cual, en el supuesto de que la concesión no se renueve, el terreno revierte al Estado.

Por otra parte, todas las concesiones administrativas están en vigor. En la planta de Barcelona el plazo de la concesión finaliza en el año 2032 y en las plantas de Cartagena y de Huelva en el año 2033.

El peaje de regasificación recaudado por el titular de las instalaciones a los terceros que accedan a las mismas, incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL y un almacenamiento operativo de GNL en planta, de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional vigésimo quinta de la Ley 34/1998.

A su vez existe un nuevo peaje de descarga de buques introducido por la Orden ITC/4100/2005, que incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a una planta de regasificación.. Éste peaje se compone de un término fijo en (€/buque) y un término variable (€/kWh) y aplica a las plantas de Barcelona, Cartagena, Huelva y Sagunto, con unos precios comunes, así como a las plantas, no pertenecientes a ENAGÁS, de Mugaridos y Bilbao, con precios diferenciados.

Además existe un peaje de carga de cisternas, que incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisterna, de GNL depositado en una planta de regasificación, se compone de un término fijo (€/kWh/día/mes) y otro variable (€/kWh).

A continuación se describen en más detalle las tres plantas de regasificación:

Planta de Regasificación de Barcelona

La planta de regasificación de Barcelona está en operación desde 1969. La planta tiene capacidad autorizada para regasificar 600.000 m³(n)/hora a una presión de 50,7 bares y 1.050.000 m³(n)/hora a 72 bares. Además la planta posee una capacidad de almacenamiento de 540.000 m³, con dos tanques de 40.000 m³, otros dos de 80.000 m³ y otros dos de 150.000 m³. El muelle tiene capacidad para barcos con capacidad de 80.000 m³ y 140.000 m³. Asimismo existe un muelle de carga para cisternas de gas licuado en tres cargaderos distintos con capacidad para cargar 50 cisternas al día.

En consonancia con el crecimiento del mercado de gas natural en España la planta de Barcelona ha ido incrementando su capacidad a lo largo del tiempo. La evolución de las instalaciones se puede resumir en lo siguiente:

O 1969: Construcción inicial de la planta con dos tanques de 40.000 m³ y dos unidades de fraccionamiento de 120.000 m³(n)/hora a 35 bares.

O 1975: Se añade un tanque de 80.000 m³ y tres vaporizadores de agua de mar de 75.000 m³(n)/hora a 35 bares.

O 1981: Se incorpora otro tanque de 80.000 m³, cuatro vaporizadores de agua salada de 150.000 m³(n)/hora y vaporizadores sumergidos de combustión de 75.000 m³(n)/hora, cada uno a 75 bares.

O 1996: Incorporación de dos vaporizadores de agua salada a 150.000 m³(n)/hora a 35- 45 bares para reemplazar las unidades de fraccionamiento.

O 1997: Ampliación del área de atraque para acomodar barcos de hasta 80.000 m³ de capacidad.

O 2003: Ampliación del área de atraque para acomodar barcos de hasta 140.000 m³ de capacidad.

O 2005: Se incorpora un tanque de 150.000 m³ y se aumenta la capacidad de emisión en 300.000 m³(n)/hora a 72 bares.

O 2006: Se incorpora un tanque de 150.000 m³ y se aumenta la capacidad de emisión en 150.000 m³(n)/hora a 72 bares.

La producción de la planta de Barcelona es empleada para ajustar las oscilaciones diarias en la demanda de la zona este de España.

Planta de Regasificación de Huelva

La planta de regasificación de Huelva ocupa una superficie de aproximadamente 184.000 m² a la entrada del puerto de Huelva, junto a la desembocadura de los ríos Tinto y Odiel. La planta posee una capacidad autorizada para regasificar 1.350.000 m³(n)/hora a una presión de 72 bares. Asimismo la planta tiene capacidad para almacenar un total de 460.000 m³, con un tanque de 60.000 m³, otro de 100.000 m³ y otros dos de 150.000. El muelle tiene capacidad para barcos con capacidad de 140.000 m³. Asimismo existen tres cargaderos de cisternas con capacidad para 50 cisternas al día.

La evolución de las instalaciones se resume a continuación:

O 1988: Construcción inicial de la planta con un tanque de 60.000 m³, un vaporizador de intercambio de agua de 50.000 m³(n)/hora y un vaporizador de combustión sumergida de 50.000 m³(n)/hora a 50 bares.

O 1992: Se incorporó un tanque de almacenamiento con 100.000 m³ de capacidad, dos vaporizadores de agua salada de 165.000 m³(n)/hora cada uno, un vaporizador de intercambio de 75.000 m³(n)/hora y dos vaporizadores de combustión sumergida de 100.000 y 165.000 m³(n)/hora.

O 1996: Ampliación del área de atraque para acomodar barcos de hasta 140.000 m³ de capacidad.

O 2005: Se incorpora un tanque de 150.000 m³ y se aumenta la capacidad de emisión en 150.000 m³(n)/hora a 72 bares.

O 2006: Se incorpora un tanque de 150.000 m³ y se aumenta la capacidad de emisión en 150.000 m³(n)/hora a 72 bares.

Planta de Regasificación de Cartagena

La planta de regasificación de Cartagena tiene una superficie aproximada de 188.000 metros cuadrados en el puerto de Escombreras. La planta tiene una capacidad autorizada para regasificar 1.350.000 m³(n)/hora en su máximo a 72 bares. Asimismo la planta tiene una capacidad de almacenamiento total de 437.000 m³, con un tanque de 55.000 m³, otro de 105.000 m³, otro de 127.000 m³ y otro de 150.000 m³. El muelle tiene capacidad para barcos con capacidad de 40.000 y

130.000 m³. Existe un muelle de atraque para cisternas con tres cargaderos con capacidad total de 50 cisternas al día.

La evolución de las instalaciones se resume a continuación:

O 1988: Construcción de la planta con un tanque de 55.000 m³ dos vaporizadores (uno de 25.000 m³(n)/hora a 16 bares; otro de 19,500 m³(n)/hora a 50 bares), y dos vaporizadores de combustión sumergida (uno de 25.000 m³(n)/hora a 16 bares; otro de 19,500 m³(n)/hora a 50 bares).

O 1997: Aumento de la capacidad de regasificación a 150.000 m³(n)/hora con el aumento de un vaporizador de agua salada y otro vaporizador de combustión sumergida. o 2000-1: Aumento de la capacidad de atraque para poder albergar metaneros de hasta 140.000 m³ de capacidad, así como la incorporación de dos vaporizadores de agua salada y dos vaporizadores de combustión sumergida.

O Abril 2002: Aumento capacidad de almacenamiento con la entrada en servicio de un nuevo tanque de 105.000 m³.

O 2005: Se incorpora un tanque de 127.000 m³ y se aumenta la capacidad de emisión en 300.000 m³(n)/hora a 72 bares.

O 2008: Ampliación del sistema de "Boil-off", la construcción de un cuarto tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m³ de GNL, incremento de la capacidad de emisión hasta 1.350.000 m³ de GNL.

Planta de Regasificación de Gijón

La Planta de Gijón tendrá una capacidad de emisión de 800.000 m³(n)/h. y una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³.

El grado de utilización de las plantas de regasificación de ENAGÁS ha sido en los últimos años el siguiente:

PLANTA DE BARCELONA			
	2006	2007	2008
Descarga de buques GNL	72.824,00	70.216,00	77.100,00
Producción anual (GWh)	72.541,00	70.013,00	77.527,00
Ratio de utilización	41%	39%	48%
Producción Nominal: cisternas MNm³/día	1,5	1,5	1,5

PLANTA DE HUELVA			
	2006	2007	2008
Descarga de buques GNL	65.283,00	58.312,00	61.814,00
Producción anual (GWh)	62.344,00	58.468,00	61.092,00
Ratio de utilización	52%	41%	43%
Producción Nominal: cisternas MNm³/día	1,5	1,5	1,5

PLANTA DE CARTAGENA			
	2006	2007	2008
Descarga de buques GNL	51.237,00	38.479,00	47.316,00
Producción anual (GWh)	50.602,00	38.122,00	47.332,00
Ratio de utilización	50%	29%	39%
Producción Nominal: cisternas MNm ³ /día	1,5	1,5	1,5

En los próximos años está previsto que aumente el número de descargas de buques metaneros de gran tamaño procedentes fundamentalmente de Trinidad-Tobago, Nigeria y Golfo Pérsico para cubrir el aumento de la demanda. Por esta razón, ENAGÁS está ampliando sus plantas de regasificación con el objetivo de reforzar la estructura de aprovisionamiento de la Península y poder seguir incrementando la diversificación de las procedencias.

Más del 50% de la capacidad de las instalaciones de Enagás está contratada a largo plazo. La contratación de capacidad a corto plazo (inferior a 2 años) presenta un alto grado de dinamismo con un total de 220 contratos realizados durante 2008 lo que supone un 81% del total de los realizados, si bien, en términos globales, el 5% de la capacidad está contratada a corto plazo. El resto de la capacidad está disponible tanto a corto como a largo plazo con el límite de 75% del total de la capacidad a largo plazo.

La capacidad utilizada en las Plantas de Enagás durante el 2008 ha sido del 63% de la capacidad contratada. Durante el 2008 la capacidad disponible en las Plantas de Enagás ha sido de un 53% de la capacidad total ofertada.

Competencia:

ENAGÁS es el principal proveedor de servicios de regasificación en España. No obstante, con el propósito de acomodar el incremento esperado en futuros suministros de GNL al mercado de la península ibérica, terceras partes compiten con ENAGÁS en esta área. La construcción de instalaciones de regasificación es una actividad libre, para la cual basta la autorización del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Así, además de las de ENAGÁS hoy operan las siguientes plantas regasificadoras:

o Bilbao. La planta de regasificación de Bahía de Bizkaia Gas (BBG) comenzó su fase de pruebas en agosto del año 2003. Está situada en el puerto de Bilbao y entró en operación en 2003, con una capacidad de emisión de 800.000 m³(n)/h y dos tanques de 150.000 m³ GNL cada uno. Esta planta pertenece a la sociedad BBG (Bahía de Bizkaia Gas, S.L)

o El Ferrol. La planta de regasificación de Mugaros dispone de una capacidad de emisión de 412.800 m³(n)/h y dos tanques de 150.000 m³ de GNL cada uno. La Terminal de Mugaros está dotada de un muelle con capacidad para el atraque de barcos metaneros de hasta 140.000 metros cúbicos. La terminal de Mugaros comenzó a funcionar en mayo de 2007. Esta planta pertenece a Reganosa.

o Valencia. La planta de regasificación de Sagunto entró en operación comercial en abril de 2006. Está situada en el puerto de Sagunto y cuenta con una capacidad de emisión nominal de 800.000 m³(n)/h y dos tanques de almacenamiento de 150.000 m³ GNL cada uno. Esta planta pertenece a la sociedad SAGGAS (Planta de Regasificación de Sagunto, S.A).

Con las infraestructuras de regasificación que entraron en funcionamiento durante 2007, destaca el aumento en la capacidad de almacenamiento respecto al 2006 pasando el conjunto del sistema de 1.896.500 m³ de almacenamiento de GNL a 2.196.500 m³ de GNL, y también al aumento de la capacidad de emisión pasando de 5.600.000 m³(n)/h a 6.212.800 m³(n)/h.

La evolución de las plantas de regasificación operativas en España al cierre del ejercicio 2008 es la siguiente:

EVOLUCIÓN REGASIFICACIÓN			
Unidad: GWh	2007 (real)	2008 (cierre)	% s/año 2007
Barcelona	70.013,00	77.527,00	11%
Huelva	58.468,00	61.092,00	4%
Cartagena	38.122,00	47.332,00	24%
Total Plantas ENAGÁS	166.603,00	185.951,00	12%
Bilbao	45.532,00	56.295,00	24%
Sagunto	59.035,00	66.585,00	135%
Mugardos	8.909,00	21.753,00	144%
TOTAL	280.079,00	330.583,00	18%

Además de la Planta de Regasificación de El Musel, que operará Enagás, las otras dos infraestructuras previstas son:

- Planta de Regasificación de Gran Canaria

Esta planta, promovida por la sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A., se emplazará en el polígono industrial de Arinaga, en el término municipal de Agüimes. Contará con una capacidad para atraque y descarga de buques metaneros de hasta 145.000 m³ de GNL, un tanque de almacenamiento de GNL de 150.000 m³ y una capacidad de regasificación de 150.000 m³(n)/h. Inicialmente, el gas natural suministrado se destinará a cubrir la demanda de gas para generación eléctrica. Se espera que entre en operación en 2012. (Fuente: Informe Básico de los sectores de la Energía 2008 de la CNE)

- Planta de Regasificación de Tenerife

La planta estará situada en Granadilla, siendo titular de la sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. Esta planta poseerá una capacidad de almacenamiento de 150.000 m³ de GNL, con una capacidad de regasificación de 150.000 m³(n)/h y una capacidad de atraque de 145.000 m³. Su puesta en operación se espera para el 2011. (Fuente: Informe Básico de los sectores de la Energía 2008 de la CNE)

(B) Transporte

ENAGÁS es titular de 8.134 km de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar. El transporte consiste en la vehiculización de gas a través de su red de transporte, formada por gasoductos de transporte primario (con presiones máximas de diseño igual o superior a 60 bares) y secundario de gas (con presiones máximas de diseño entre 60 bares y 16 bares) hasta los puntos de distribución.

Los gasoductos de alta presión son canalizadores para el transporte de gas, integrados por tubos de acero de alto límite elástico, con todas sus uniones soldadas. Como protección pasiva contra la corrosión, los gasoductos están revestidos exteriormente con una lámina de polietileno que evita el contacto directo del acero con el terreno.

Durante 2007 y 2008 se incorporaron 46 km y 479 km respectivamente, de nuevos gasoductos diseñados para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar, que hacen que el sistema de gasoductos de transporte propiedad y que opera ENAGÁS alcanzase, a 31 de diciembre de 2008, una longitud total de 8.134 km con los siguientes ejes principales:

- Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco, (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado).
- Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
- Eje Occidental: Almendralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.
- Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga) –Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.
- Eje del Ebro: Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.

El sistema por gasoductos tiene las siguientes entradas:

Norte: Gasoducto Hispano-Francés Calahorra-Lac, que conecta la Península Ibérica con la red europea de gasoductos.

Sur: Gasoducto Magreb-Europa y conexión con los yacimientos de Marismas-Palancares en el valle del Guadalquivir.

En la tabla siguiente aparece una relación de los gasoductos y ramales de ENAGÁS más significativos por razón de su longitud:

GASODUCTO	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)*
Barcelona-Valencia-Vascongadas	1020	4--30
Burgos-Santander-Asturias	382	06--12--16
Huelva- Alcázar San Juan- Madrid	636	30--32
Haro-Burgos- Madrid	320	20--26
Huelva-Sevilla-Madrid	728	4--26
Ruta de la Plata	605	12--20--26
Tarifa-Córdoba	413	36--48
Valencia-Alicante	318	20--24--30

RAMAL	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)*
Aranjuez- Talavera de la Reina	79,2	8 y 10
Calahorra-Pamplona	63	8
Huesca-Barbastro-Monzón-Albelda	88	6
Villapresente-Camargo-Gajano-Treto-Laredo	81,3	12

* Los gasoductos varían de diámetro en los distintos tramos que los componen.

La infraestructura más importante puesta en explotación por ENAGÁS en el año fue el eje transversal, de 265 Kilómetros en 36 pulgadas, con la estación de compresión de Alcázar de San Juan. Este gasoducto conecta la zona centro con el eje de Levante, posibilitando el incremento de utilización de las ampliaciones de vaporización en las plantas de regasificación de Cartagena y Sagunto y resolviendo la congestión del eje de Levante. Además, el eje transversal servirá de apoyo al suministro de la zona centro en condiciones de temperatura extrema y resuelve completamente la vulnerabilidad del sistema ante posibles fallos del gasoducto Magreb-Europa o la planta de regasificación de Huelva, de modo que el mercado no se vea afectado por problemas de transporte.

Otra infraestructura fundamental, puesta en explotación por la Sociedad en agosto del 2008, fue la duplicación en 36 pulgadas del tramo Arbós-Papiol, completada en diciembre con el último tramo de la duplicación desde Papiol a Barcelona y que deja así concluido el desdoblamiento Barcelona-Arbós, de 72 km de longitud. Este gasoducto, junto con la duplicación del tramo Arbós-Tivissa y las ampliaciones de las estaciones de compresión de Arbós y Tivissa, resuelven las limitaciones de transporte zonal para evacuar la capacidad nominal de regasificación de la planta de Barcelona, con una capacidad de 1.650.000 Nm³/h al finalizar el año 2008, y de 1.800.000 Nm³/h tras su posterior ampliación en 2009.

Otras infraestructuras que Enagás puso en explotación en el año 2008 fueron:

- En mayo se puso en operación el desdoblamiento Ramal a Campo de Gibraltar-Fase II, 15 Km. de gasoducto con 16 pulgadas de diámetro.
- En agosto también entró en operación el tramo Alpedrete-Griñón, quedando cerrado el gasoducto denominado anillo de Madrid.
- En diciembre concluyeron las pruebas del retimbrado del Sea-Line en Barcelona de 45 a 51 bar, destinado a mejorar la calidad del suministro de la red de 45 bar en Barcelona desde la planta de Barcelona.

Para incrementar la capacidad de transporte, ENAGÁS, a 31 de diciembre de 2008, disponía de 13 estaciones de compresión operativas, frente a las 11 en 2007, con una potencia instalada de 440.567 HP. Mediante los compresores de estas instalaciones, se eleva la presión del gas hasta 72/80 bar para maximizar la capacidad de transporte de los gasoductos. En 2008 se incorporaron las siguientes:

- En enero se puso en explotación la estación de compresión de Zaragoza, con dos turbocompresores y 18.828 HP, que permite:

- Mayor presión de llegada al Almacenamiento Subterráneo de Serrablo en periodo de inyección.
- Aumentar la capacidad de transporte y flexibilidad en el Valle del Ebro, facilitando la operación ante el posible fallo de una de las plantas del Mediterráneo.
- Mayores exportaciones por Larrau, de acuerdo con las previsiones de las iniciativas regionales SGRI.

- En junio se puso en servicio la estación de compresión de Alcázar de San Juan, con dos turbocompresores y 61.570 HP.

Las estaciones de compresión que operaba ENAGÁS a 31 de diciembre de 2008 son las siguientes:

Estación Compresión	Potencia HP
Alcázar de San Juan	61.570
Algete	11.018
Almendralejo	29.307
Almodóvar	14.100
Bañeras	36.348
Crevillente	30.039
Dos Hermanas	58.495
Haro	13.176
Paterna	28.577
Tivissa	44.922
Villafranca de Córdoba	77.250
Zamora	16.937
Zaragoza	18.828

La red de transporte se completó en el año 2008 con 22 nuevas estaciones de regulación y medida, alcanzando las 378 en operación. Estas infraestructuras se encuentran ubicadas en los puntos de entrega y en ellas se reduce la presión del gas hasta 16 bar, como iniciación del proceso de adaptación a la presión final a la que se utiliza por empresas y particulares, que puede bajar hasta 20 milibar. En estas instalaciones también se efectúa la medición del gas entregado.

La construcción y puesta en servicio de instalaciones de este tipo es continua como consecuencia de las peticiones de nuevos puntos de entrega de gas por parte de las Sociedades distribuidoras y transportistas de gas.

ENAGÁS dispone de un Centro Principal de Control (CPC), situado en Madrid, que ejerce la supervisión y control general sobre la red de transporte de forma ininterrumpida. Este Centro recibe toda la información de forma concentrada con los distintos parámetros que intervienen en el transporte del gas y permite dar las instrucciones convenientes para su corrección cuando los valores de dichos parámetros se desvían de los planificados anteriormente o se detecta automáticamente alguna incidencia en el funcionamiento de la red.

La recepción de todos los datos se realiza a través de un sistema de telecontrol, jerarquizado en tres niveles, lo que proporciona una gran seguridad de continuidad de servicio.

En el nivel inferior se encuentran 416 estaciones de telecontrol que captan las señales de campo y una vez ordenadas las transmiten a los Centros de Concentración de Datos (CCD). Estos Centros, que pertenecen al nivel intermedio, son además Centros de Control Regional y su funcionamiento no exige necesariamente presencia física de técnicos. Enagás cuenta con 11 de estos centros en España.

En el nivel superior se encuentra el CPC que, dotado de avanzados sistemas informáticos, cuenta adicionalmente con modernas herramientas de simulación, planificación y ayuda a la explotación de la red de gasoductos, lo que permite optimizar la operación del Sistema Gasista.

Además, Enagás mantiene un segundo Centro de Reserva para garantizar y asegurar la efectividad del control y en previsión de cualquier incidencia o anomalía grave en los Sistemas Informáticos del Centro Principal.

Como soporte de lo anterior se dispone de una red de fibra óptica de 7.484,8 km., así como de equipos de transmisión digital que facilitan las comunicaciones en anillo y las rutas alternativas, con el fin de que cualquier información o dato pueda ser transmitido a cualquier punto de la red.

Por otra parte, los gasoductos de ENAGÁS están amparados por los derechos de servidumbre legales necesarios para su construcción, operación y mantenimiento. En cuanto a las Estaciones y Centros de mantenimiento, están mayoritariamente construidas en terrenos propiedad de ENAGÁS. Una vez que se ha obtenido la autorización administrativa para construir el gasoducto, se expropián los bienes y derechos afectados por la construcción del mismo. Una vez construido el gasoducto, ENAGÁS goza de las servidumbres de acceso y paso y derecho de ocupación temporal, así como de derechos para controlar, mantener y reparar el gasoducto y las instalaciones.

Otras actividades de transporte

El 19 de noviembre de 1994 ENAGÁS llegó a un acuerdo con la sociedad portuguesa de transporte de gas Transgas, S.A., perteneciente al grupo Galp Energía, SGPS, en virtud del cual se establecían las líneas fundamentales para la construcción de cuatro gasoductos de transporte conjunto, que conectando con el Gasoducto del Magreb, transportan gas natural a los mercados español y portugués.

Este acuerdo se complementó con un Acuerdo de Socios, de 16 de octubre de 1995, a cuyo tenor se definen, entre otras cuestiones, el esquema societario de las cuatro sociedades que operan los cuatro gasoductos, el sistema de adopción de acuerdos, el capital social y los beneficios. Así, en virtud de los mencionados acuerdos, los derechos de uso de los gasoductos se cedieron a las cuatro sociedades que operan los mismos.

En septiembre de 2006, encuadrado en el nuevo marco regulatorio para el sector de la energía en Portugal, Rede Eléctrica Nacional S.A. adquiere activos de Transgas S.A. creando REN Gasoductos S.A., que pasará a gestionar conjuntamente con ENAGÁS las Sociedades Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. y Gasoducto Braga-Tuy, S.A.

Existen una serie de contratos de transporte y de operación y mantenimiento para cada uno de los tramos de gasoducto de titularidad conjunta.

Las referidas sociedades de transporte participadas por Enagás S.A. son:

- Al-Andalus: Los derechos de uso del gasoducto Al-Andalus, de 277 kilómetros que conecta Tarifa y Córdoba, son de la sociedad "Gasoducto Al Andalus S.A.". Esta entidad es propiedad de Enagás S.A. con un 66,96%, y Galp Gas Natural, S.A., con el 33,04% restante.

- Extremadura: Los derechos de uso del gasoducto de Extremadura, de 250 km y que conecta Córdoba con Campo Mayor (Portugal), son propiedad de la sociedad "Gasoducto Extremadura, S.A.". Esta entidad propiedad de Enagás S.A. con un 51%, y Galp Gas Natural, S.A., con el restante 49%.

- Campo Maior-Leiria-Braga: Los derechos de uso de este gasoducto, que se extiende por el centro de Portugal, están repartidos entre Enagás S.A. y REN Gasodutos, S.A. de acuerdo con su participación en el accionariado de Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., siendo del 12% y 88%, respectivamente.

- Braga- Tuy: El derecho de uso de este gasoducto que atraviesa el norte de Portugal conectando con la red española en Galicia está dividido entre Enagás S.A. y REN Gasodutos, S.A., siendo del 49% y 51%, respectivamente.

Competencia:

Aunque no existen limitaciones legislativas en la entrada al negocio de servicios de transporte en España, la construcción de una red de gasoductos que compita con los existentes requeriría una importante inversión de capital y la aprobación de las autoridades competentes.

La posibilidad de entrada de competidores en el mercado de ENAGÁS dependerá de factores como el marco regulatorio en el futuro, el incremento en la demanda de gas e inversiones suficientes en la infraestructura de distribución para dar salida al incremento de capacidad del sistema de transporte.

No obstante otros operadores pueden ser capaces de competir con ENAGÁS por el desarrollo de la red necesario para alcanzar el crecimiento de demanda en el mercado de gas natural. Si los nuevos operadores pueden ofrecer menores costes de inversión y de otro tipo, otras empresas distintas de ENAGÁS pueden obtener la aprobación de las autoridades para la construcción de nuevos gasoductos.

En este sentido hay que señalar que durante 2008, en el que ENAGÁS era propietaria del 90% de los gasoductos existentes en España, las infraestructuras más importantes puestas en marcha por ENAGÁS fueron:

- Gasoducto Alcázar de San Juan Villarobledo y ERM's que conecta la zona centro con el eje de Levante.
- Gasoducto Desdoblamiento Barcelona Arbós
- Desdoblamiento del Ramal al Campo de Gibraltar
- Gasoducto Alpedrete – Griñón (Anillo de Madrid)

Otras infraestructuras puestas en marcha en 2008 fueron:

- Fase II de la duplicación del Gasoducto Vergara – Irún, llevada a cabo por Naturgas.
- Puesta en gas del Gasoducto Canabas – Betanzos – Abegondo, llevada a cabo por Reganosa.

(C) Almacenamientos Subterráneos

La actividad de almacenamiento tiene varias funciones principales en el sistema gasista:

- Modulación y ajuste entre la oferta y la demanda. El objetivo es hacer frente a los desequilibrios motivados por las variaciones estacionales de la demanda.
- Existencias mínimas de seguridad. Con ellas se pretende asegurar un marco de continuidad y seguridad de suministro de gas en caso de fallo, que puede deberse tanto a los aprovisionamientos de gas, como a fallos en las instalaciones en origen o puntos de entrada a nuestro sistema. De acuerdo con la normativa vigente, los comercializadores de gas natural, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional y los consumidores directos en mercado, en la parte de sus consumos de carácter firme no suministrados por los comercializadores, deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 20 días de sus ventas (o consumos) firmes. El gas en estos casos, se almacena en el subsuelo aprovechando antiguos yacimientos o se inyecta en acuíferos profundos o en cavidades generadas en formaciones salinas.

- Modulación de aprovisionamientos en función de las necesidades de cada agente. En el contexto de mercado liberalizado, la capacidad de almacenamiento podría ser utilizada como una herramienta comercial, en función de los precios de gas en el mercado.

ENAGÁS gestiona los dos únicos almacenamientos subterráneos existentes en España, esto es, el de Serrablo y el de Gaviota, antiguos yacimientos de gas natural ya agotados, operativos con una inyección máxima de 8,5 Mm³/día y una producción máxima de 12,6 Mm³/día. El yacimiento de Serrablo está situado entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo (Huesca), estando las instalaciones asentadas en terrenos sujetos a concesión administrativa otorgada en 1995 por un periodo de 30 años. Gaviota es un almacenamiento off-shore, propiedad de Repsol YPF y Murphy Eastern Oil, y operado por Repsol Investigaciones Petrolíferas (RIPSA), en nombre de ENAGÁS, que está situado cerca de Bermeo (Vizcaya). En 2008, la extracción acumulada de los almacenamientos subterráneos (Serrablo y Gaviota) fue de 10.952 GWh, y la inyección fue de 13.601 GWh, lo que arrojó un saldo provisional a final del año, de 2.649 GWh de existencias almacenadas por encima de las existentes al comenzar el año 2008.

ENAGÁS también gestiona la concesión del almacenamiento subterráneo de Yela, según lo dispuesto en el Real Decreto 1061/2007, de 20 de julio, el cual se encuentra situado en el término municipal de Brihuela (Guadalajara) y es clave para garantizar la seguridad de suministro por su situación estratégica y por su cercanía a Madrid siendo su volumen operativo de gas previsto superior a 1 bcm, con una capacidad de extracción máxima de 15 Mm³ (n)/día y una capacidad de inyección máxima del orden de los 10 Mm³ (n)/día. El volumen de gas colchón necesario se estima en los 900 Mm³ (n). Esta infraestructura está planificada para su puesta en funcionamiento en el año 2012.

ENAGÁS dispone de una capacidad adicional de almacenamiento de 1.437.000 m³ en los diferentes tanques criogénicos situados en las plantas de regasificación, y que unida a la capacidad de almacenamiento de los gasoductos, ayuda a ENAGÁS a acomodarse a los requisitos operativos del sistema exigidos en cada momento.

El 10 de abril de 2008, se realizó la primera Subasta de Asignación de Capacidad de almacenamientos subterráneos, llevada a cabo por OMEL y regulada en la sección segunda del Capítulo II de la Orden ITC 3862/2007 de 28 de diciembre, para el periodo del 1 de abril de 2008 a 31 de marzo de 2009. El proceso se realizó de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y OMEL comunicó las cantidades de derechos asignados y el precio de compra de acuerdo a la Resolución de 27 de marzo

La campaña de inyección comenzó el 2 de abril y finalizó el 17 de octubre con llenado completo de los almacenamientos.

Las siguientes tablas muestra las características de dichos almacenamientos a 31 de diciembre de 2008:

	Capacid MNm ³ /h	Capacid Inyección MNm ³ /h	Capacid Extracción MNm ³ /h	Campaña Inyección MNm ³	Extracción Acumulada MNm ³
Gaviota	2.681	4,5	5,7	672,5	588,2
Serrablo	1.100	3,9	6,8	474,3	335,3
Total AA.SS.	3.781	8,4	12,5	1146,8	923,5

Adicionalmente, en diciembre de 2007, Eurogas Corporation (Eurogas), ACS y ENAGÁS firmaron un acuerdo para impulsar significativamente el Proyecto Castor de almacenamiento subterráneo de gas natural, situado en Castellón. Mediante este acuerdo, ENAGÁS participará en esta instalación con un 33,33 % del capital cuando entre en funcionamiento la infraestructura de gas, prevista para finales del año 2010. El volumen operativo de este almacenamiento sería del orden de los 1.300 Mm³ (n), con una capacidad de extracción próxima a 25 Mm³ (n)/día, una capacidad de inyección del orden de los 8 Mm³ (n)/día y un volumen estimado de gas colchón de unos 600 Mm³ (n). (Fuente: Informe Básico de los sectores de la Energía 2008 de la CNE)

Competencia:

La competencia en el negocio de almacenamientos es teóricamente posible desde el punto de vista normativo. No obstante, en la práctica la competencia es muy limitada porque las inversiones necesarias para encontrar una estructura adecuada son significativas, y las probabilidades de éxito escasas. Sin embargo, junto al almacenamiento de Yela y al Proyecto Castor mencionados anteriormente, se ha proyectado el desarrollo de nuevas capacidades de almacenamiento en España, no gestionadas por ENAGÁS, las cuales se describen a continuación (Fuente: Informe Básico de los sectores de la Energía 2008 de la CNE):

- AA.SS. Marismas (Fases I y II):

Esta previsto en la Planificación la utilización de este antiguo yacimiento de gas natural como almacenamiento subterráneo, con un volumen operativo de unos 300 Mm³ (n), una capacidad de inyección del orden de los 1 Mm³ (n)/día, una capacidad de extracción de unos 2 Mm³ (n)/día y un volumen estimado de gas colchón de 180 Mm³ (n).

En una segunda fase, la capacidad de este almacenamiento podría ampliarse hasta alcanzar los siguientes valores: duplicación del volumen operativo hasta los 600 Mm³ (n), capacidad de inyección hasta 3,5 Mm³ (n)/día y capacidad de extracción máxima de 4,4 Mm³ (n)/día, manteniéndose el mismo volumen de gas colchón. Para ello sería necesario la duplicidad de la conexión de este almacenamiento subterráneo con la red básica de gasoductos mediante un nuevo gasoducto de unos 7 km de longitud y 20 pulgadas de diámetro.

En la actualidad, se están efectuando pruebas de inyección y extracción de este antiguo yacimiento de gas de cara a su utilización como almacenamiento subterráneo.

Esta concesión está vigente en 2009 a favor de Petroleum Oil & Gas España, S.A..

- AA.SS. de Poseidón

Este proyecto consiste en la transformación de un antiguo yacimiento de gas natural en almacenamiento subterráneo. La fecha prevista en la Planificación es el año 2009. Las principales características previstas para este almacenamiento son: volumen operativo de unos 250 Mm³ (n), capacidad de inyección del orden de 1 Mm³ (n)/día, capacidad de extracción de unos 2 Mm³ (n)/día y un volumen estimado de gas colchón de unos 150 Mm³ (n).

Esta concesión está vigente en 2009 a favor de RIPSА (Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.).

- AA.SS. de Las Barreras y AA.SS. de El Ruedo

La empresa promotora de ambos almacenamientos ha realizado un estudio de su viabilidad técnica con resultados positivos. De este modo, el primero de ellos contaría con una capacidad de inyección de 1 Mm³ (n)/día, capacidad de extracción de 0,8 Mm³ (n)/día y un volumen operativo de 72 Mm³ (n). Por su parte, el almacenamiento de El Ruedo contaría con una capacidad de inyección de 0,5 Mm³ (n)/día, capacidad de extracción de 0,5 Mm³ (n)/día y un volumen operativo de 90 Mm³ (n).

Estas concesiones están vigentes en 2009 a favor de Nuelgas

Además de los mencionados anteriormente, existe otra serie de proyectos de almacenamiento subterráneo en estudio, con categoría B en la planificación, esto es, condicionados a la confirmación de su viabilidad. Estos son:

- Ampliación de Las Barreras y de El Ruedo:

Estas concesiones están vigentes en 2009 a favor de Nuelgas.

Los almacenamientos subterráneos de Dorada, Cavidades salinas zona Cardona y Reus aún no disponen de concesión.

En la actualidad, los proyectos de almacenamiento subterráneo registran retrasos muy significativos en la fecha prevista de entrada en operación respecto a la recogida en la Planificación.

(D) Gestión Técnica del Sistema (GTS)

ENAGÁS, como transportista principal, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema por el R.D.-L 6/2000. En 2007 se creó dentro de ENAGÁS una unidad autónoma para ocuparse de las funciones del gestor técnico, adaptándose así a lo exigido por la Ley de Hidrocarburos. ENAGÁS posee una avanzada red de sistemas que permiten el análisis de la calidad, presión, temperatura y volumen de gas natural transportado por el sistema.

Las principales funciones del Gestor Técnico pueden resumirse como sigue:

- Determinar y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo.

- Prever a corto y medio plazo la utilización de instalaciones del sistema, así como de las reservas de gas natural, de acuerdo con la previsión de la demanda.
- Impartir las instrucciones necesarias para la correcta explotación del sistema de gas natural y su transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan. Asimismo, impartirá las instrucciones precisas a los transportistas para ajustar los niveles de emisión de gas natural a la demanda del sistema gasista.
- Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de instalaciones de forma que se asegure su funcionamiento y disponibilidad para garantizar la seguridad del sistema.
- Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de gas natural, así como los planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural, y coordinar y controlar su ejecución.
- Impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte, incluidas las interconexiones internacionales.
- Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para el funcionamiento del sistema, así como cualesquiera otras funciones que le sean atribuidas por las disposiciones vigentes.
- Proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos.
- Proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los planes de emergencia que considere necesarios, detallando las existencias disponibles, su ubicación y período de reposición de las mismas, así como sus revisiones anuales. Dichos planes y sus revisiones anuales serán objeto de aprobación o modificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Dar las órdenes oportunas para que las empresas titulares de las redes de transporte y de los almacenamientos hagan funcionar sus instalaciones de tal forma que se asegure la entrega de gas en las condiciones adecuadas en los puntos de salida del sistema.
- Para realizar y controlar su actuación, el Gestor del sistema llevará a cabo los programas de entregas que reglamentariamente se determinen.
- Gestionar las entradas de gas natural en los gasoductos nacionales o salidas de producción nacional en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación y de los almacenamientos operativos y estratégicos. Asimismo, controlará las salidas de gas natural a los consumidores cualificados y a las empresas distribuidoras.
- El control de los almacenamientos.
- Efectuar el cálculo y aplicación del balance diario de cada sujeto que utilice la red gasista y las existencias operativas y estratégicas del mismo.

- Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en la legislación.

Las normas de gestión técnica del sistema se desarrollan siguiendo las líneas y criterios básicos establecidos en el Real Decreto 949/2001 de 3 de agosto de 2001. Estas normas son propuestas por el Gestor Técnico del Sistema en colaboración con los diferentes agentes del sistema Gasista y su aprobación corresponde, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, al Ministro de Industria, Comercio y Turismo.

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS), aprobadas y publicadas en la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, constituyen uno de los pilares fundamentales para la articulación de la gestión técnica del Sistema Gasista, estableciendo las relaciones entre los diferentes agentes que acceden al mismo y los correspondientes procedimientos de actuación, al objeto de asegurar la continuidad y seguridad del suministro de gas en el Sistema Gasista.

Se trata de unas Normas vivas, que irán adaptándose a la realidad del mercado gracias a un procedimiento de actualización recogido en las propias Normas, y cuyo contenido terminará de completarse con los Protocolos de Detalle cuya aprobación está prevista próximamente.

La orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre de 2008, que aprueba los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2009, establece en su art. 3 que la cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema será del 0,42 por ciento, aplicable como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones a que se hace referencia en dicha orden, y que deberán recaudar las empresas transportistas y distribuidoras. Sin perjuicio de lo anterior, la retribución del Gestor Técnico del Sistema correspondiente al año 2009 será de 11.206.248 €.

Competencia:

Por su propia definición, la función de Gestor Técnico del Sistema ha sido asignada en exclusiva a ENAGÁS por el Legislador, con lo que no es susceptible de competencia.

(E) Compraventa de gas para el mercado a tarifa

Por disposición de la Ley de Hidrocarburos, ENAGÁS, como empresa transportista efectuaba la actividad de Compra-Venta de gas para el suministro a Sociedades distribuidoras y otras transportistas que lo destinaban a la venta del mercado a tarifa (regulado) de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Para ello, y con esa exclusiva finalidad, Enagás, S.A. adquiría el gas a Sagane, S.A. y a Gas Natural Aprovechamientos, S.A. El control de los consumos de gas por parte de las Sociedades distribuidoras se realizaba sobre la base de las lecturas mensuales de los aparatos de medición de estas Sociedades.

La evolución del número de clientes y del consumo en el mercado regulado y liberalizado en el año 2007 y su variación respecto a 2006 es la que se muestra en la siguiente tabla:

	Año 2007				% variac. 07/06	
	nº clientes	% s/total	consumo GWh	% s/total	nº clientes	Consumo
Mercado regulado	4.035.828	59,90%	38.553	10,80%	-0,20%	-31,00%
Mercado liberalizado	2.702.556	40,10%	317.766	89,20%	14,10%	-0,40%
TOTAL	6.738.384	100%	356.319	100%	5,10%	-4,90%

Fuente: CNE

Esta obligación desapareció el 1 de julio de 2008, ya que de acuerdo con el artículo 2 de Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural, el sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa por parte de las empresas distribuidoras vigente antes de la entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio, quedó extinguido el día 1 de julio de 2008, en todos sus términos. Se culminó así el 100% del proceso de liberalización que se inició con la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos, ocho años después de la aparición del primer comercializador.

A partir de esta fecha, el gas natural pasa a ser suministrado exclusivamente por las empresas comercializadoras, todos los clientes pueden, a partir de ese momento, optar por el comercializador que les ofrezca mejores condiciones o acogerse a la denominada "tarifa de último recurso".

La nueva normativa advierte que hay consumidores del mercado regulado que, por no disponer de capacidad de negociación suficiente, deben ser protegidos para evitar que queden sin suministrador. Para ello, la ley ha creado la figura de los "suministradores de último recurso", que tendrán la obligación de suministrar gas a este colectivo a un precio que no podrá ser superior al fijado por el Ministerio de Industria a través de la "tarifa de último recurso". La "tarifa de último recurso" es, en cuanto a precios, el "techo" establecido por el Gobierno.

Con el RD 1068/2007, se procede a la designación de los comercializadores de último recurso, usándose como criterio que dichos comercializadores cuenten con los medios técnicos suficientes para garantizar el suministro y la atención al cliente de baja tensión.

Desde el 1 de julio de 2008 sólo pueden acogerse a la TUR (Tarifa de Último Recurso) aquellos consumidores conectados a gaseoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 3 GWH.

A partir del 1 de julio de 2009, se podrán acoger a la TUR aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 2 GWH.

A partir del 1 de julio de 2010, sólo podrán acogerse a la TUR aquellos consumidores conectados a gaseoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 1GWH.

Mientras se ha mantenido el suministro de gas con destino al mercado a tarifa, el coste de la compra de gas y el precio de venta se ha fijado de acuerdo con los siguientes criterios:

- **Coste de compra de gas** (también denominado Coste de la Materia Prima (CMP): se determinaba en función de los precios en los mercados internacionales del crudo y productos petrolíferos, en posición CIF (el vendedor está obligado a contratar el seguro de mercancías), por parte del transportista con destino al mercado regulado, incluyendo los costes necesarios para el posicionamiento de gas en la red básica. Este coste se calculaba trimestralmente en enero, abril, julio y octubre de cada año.

- **Precio de venta** (también denominado precio de cesión): incluía el coste de la materia prima destinada al mercado a tarifa, los costes de gestión de compra-venta de gas natural y el coste medio de regasificación. El precio de cesión variaba en cuanto se modificaban los precios de coste de materia prima por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas o anualmente, si se modificaba la estructura o condiciones de los aprovisionamientos.

Dado que este ingreso no se encontraba sujeto a liquidación, el criterio de imputación a la Cuenta de Resultados Consolidada se basaba en la facturación a las Sociedades distribuidoras de los consumos reales mensuales obtenidos de las lecturas de los aparatos de medición. Su imputación a la cuenta de resultados se realizaba, por lo tanto, siguiendo el criterio de devengo.

Regulación de retribución

(a) Ingresos por la actividad de regasificación, almacenamiento y transporte

A finales de 2006, transcurridos cuatro años desde que se definiera el sistema retributivo aplicable a los activos de Enagás, se publicaron las Órdenes Ministeriales ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006, que actualizaban el régimen retributivo aplicable a las actividades de regasificación y almacenamiento subterráneo. Ambas Órdenes supusieron una modificación de los criterios metodológicos, y la retribución financiera pasó a ser calculada a partir del inmovilizado neto. La complejidad del sistema económico del sector del gas no permitió entonces la simultánea modificación del sistema de retribución de la actividad de transporte.

En el año 2008 se publicó el Real Decreto 326/2008 de 29 de febrero de 2008 que establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, siendo la primera vez que el mecanismo de cálculo de retribución se establece a nivel de Real Decreto. Para los activos puestos en marcha con anterioridad al 1 de enero de 2008 es de aplicación el modelo previamente existente.

La adaptación y homogeneización del marco retributivo tiene por objeto aportar las condiciones de estabilidad y ausencia de incertidumbre necesarias para acometer las fuertes inversiones que se prevén para el nuevo periodo objeto de planificación, que abarca de 2008 a 2016.

Este Real Decreto adapta la retribución del transporte al modelo que se comenzó a definir a finales de 2006, reforzando además la convergencia con el sistema retributivo del transporte eléctrico y con los sistemas retributivos

existentes, para estas actividades reguladas, en los Estados europeos de nuestro entorno.

La fórmula de cálculo de la retribución es similar a las ya existentes para las actividades de regasificación y almacenamiento subterráneo. Se basa, al igual que en estos casos, en activos netos, si bien en el transporte las inversiones se actualizan anualmente con una tasa del 2,5%.

Por otro lado, la Orden Ministerial ITC/3863/2007 de 29 de diciembre de 2007 se encarga de actualizar la retribución reconocida, así como los valores unitarios de inversión y explotación aplicables a las instalaciones de transporte y regasificación y almacenamiento que se establecieron en las Ordenes Ministeriales ITC/3993/2006, ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006 de 29 de diciembre de 2006.

Al igual que viene ocurriendo en ejercicios anteriores, y de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente el coste acreditado para las actividades de transporte, regasificación, y almacenamiento se compone de un coste fijo y un coste variable.

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

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

- Valor de los activos reconocidos. Para las infraestructuras puestas en servicio antes del año 2002 se calcula tomando como base el valor contable de los activos una vez considerada la actualización contable del año 1996 (Real Decreto Ley 7/1996), minorado por las subvenciones recibidas con la finalidad de financiar dichos activos, aplicando a esta diferencia un coeficiente de actualización anual compuesto por la media corregida del Índice del Precios al Consumo y el Índice de Precios Industriales (IPRI).

Para las nuevas infraestructuras que han entrado en servicio a partir de 2002, se utiliza el valor estándar de cada inversión fijada por el regulador, mientras que para aquellas que suponen ampliación, se valoran al coste real.

Para las inversiones en almacenamiento subterráneos no existen valores estándar por lo que son valoradas también a su coste real.

Las infraestructuras de transporte puestas en servicio a partir de 2008 son valoradas al coste medio entre el valor estándar y dicho coste real.

Las infraestructuras de regasificación puestas en servicio a partir de 2006 son valoradas al coste real más el 50% de la diferencia entre el valor estándar y dicho coste real, hasta el máximo del valor estándar.

- Retribución por la amortización de los activos del sistema. Al valor de la inversión reconocida resultante se le aplica el coeficiente de amortización correspondiente a su vida útil, obteniendo de este modo los ingresos por este concepto.

Para los activos de transporte puestos en servicio a partir del 1 de enero de 2008 la amortización es actualizada anualmente con una tasa del 2,5%.

- **Retribución financiera del valor de la inversión.** Para los activos de transporte se calcula aplicando una tasa de retribución financiera de la media anual de los Bonos del Estado a 10 años o tipo de interés que lo sustituya, más el 1,5% sobre el valor de la inversión bruta obtenida en el apartado anterior.

Para los activos de transporte puestos en servicio a partir del 1 de enero de 2008 se calcula aplicando una tasa de retribución financiera de la media anual de los Bonos del Estado a 10 años o tipo de interés que lo sustituya, más el 3,75% sobre el valor de la inversión neta de amortizaciones obtenida en el apartado anterior y actualizada anualmente con una tasa del 2,5%.

Para los activos de regasificación y almacenamiento se calcula aplicando una tasa de retribución financiera de una media de los Bonos del Estado a 10 años o tipo de interés que lo sustituya, calculada a partir de la fecha de puesta en marcha de cada instalación, más el 3,5% sobre el valor de la inversión neta de amortizaciones, obtenida en el apartado anterior.

- **Retribución para los activos totalmente amortizados:** Para los activos de transporte puestos en servicio con anterioridad al año 2008 se reconoce el 50% de la retribución financiera. Para los activos de regasificación, almacenamiento y de transporte puestos en servicio a partir del 1 de enero de 2008, se reconoce el 50% de la amortización y de la retribución financiera del último año. En el caso de estas últimas instalaciones de transporte, esta retribución también es actualizada anualmente con una tasa del 2,5%

La tasa resultante en el ejercicio 2008 para el transporte ha sido del 8,15 %.

a.1.2 La retribución por los costes de explotación de los activos del Sistema se calcula en función de los costes acreditados para las instalaciones del sistema gasista en el año 2000 para la actividad de transporte y regasificación, estandarizados por unidades físicas y técnicas. A este estándar resultante se le aplica un coeficiente de actualización anual obtenido a partir del Índice del Precios al Consumo y del Índice de Precios Industriales correspondiente a los bienes de equipos (IPRI), corregidos por unos factores de eficiencia. Estos estándares actualizados aplicados a las unidades físicas dan como resultado los ingresos por este concepto.

Para los almacenamientos subterráneos se define un coste fijo de operación y mantenimiento específico para cada uno de los emplazamientos.

a.1.3 Enagás, S.A. ha establecido el criterio lineal para la imputación a la Cuenta de Resultados Consolidada de estos ingresos correspondientes al coste fijo acreditado. De esta forma se consigue a efectos intermensuales la correlación de ingresos (retribución) y gastos (amortización).

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

a.2.1 Se determina en función de los kWh realmente regasificados así como de los cargados en cisternas de GNL en cada periodo y del valor unitario variable de regasificación en el periodo considerado. Para el ejercicio 2008 este coste ha quedado fijado en 0,000150 €/kWh regasificado y en 0,000180 €/kWh cargado en cisternas.

a.2.2 Para los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, se reconoce un coste idéntico al coste variable de carga de cisternas. Para el trasvase de buque a buque el coste es del 80% de dicho valor.

a.3 Coste variable acreditado por inyección y extracción en almacenamientos subterráneos.

a.3.1 Se determina en función de los kWh inyectados y extraídos en los almacenamientos de Serrablo y de Gaviota. Los costes variables establecidos son los siguientes:

- Costes unitarios en Serrablo: Inyección: 0,000498 €/kWh; extracción: 0,000091 €/kWh
- Costes unitarios en Gaviota: Inyección: 0,000043 €/kWh, extracción: 0,001099 €/kWh

(b) Ingresos por Gestión Técnica del Sistema.

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

Para el año 2009, la cuota destinada a la retribución del GTS que deberán recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso de terceros a la red, es del 0,42% para peajes y cánones frente al 0,39% de 2008. Dicha cuota se ingresará por las citadas empresas en los plazos y de la forma que se establece en el procedimiento de liquidaciones, en la cuenta que la Comisión Nacional de la Energía en régimen de depósito tiene abierta a estos efectos. El porcentaje anterior sobre la facturación se calculará sobre el resultado de aplicar los peajes y cánones máximos a las cantidades facturadas, sin deducir los posibles descuentos que sobre las mismas puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y los usuarios.

La imputación intermensual de los ingresos anteriores a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias se realiza siguiendo un criterio lineal.

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

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

(d) Servicios regulados para el mercado a tarifa.

Por disposición de la Ley de Hidrocarburos, Enagás, S.A., con anterioridad al 1 de julio de 2008, como empresa transportista efectuaba la actividad de Compra-Venta de gas para el suministro a compañías distribuidoras y otras transportistas que lo destinaban a la venta del mercado a tarifa (regulado) de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Para ello, y con esa exclusiva finalidad, Enagás, S.A. adquiría el gas a Sagane, S.A. y a Gas Natural Aprovisionamientos, S.A. El control de los consumos de gas por parte de las compañías distribuidoras se realizaba sobre la base de las lecturas mensuales de los aparatos de medición de estas compañías.

Esta obligación desapareció el 1 de julio de 2008, ya que de acuerdo con el artículo 2 de Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural, el sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa por parte de las empresas distribuidoras vigente antes de la entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio, quedó extinguido el día 1 de julio de 2008, en todos sus términos.

A partir de esta fecha, los consumidores que aun pertenecían al mercado regulado pasaron a ser suministrados por las comercializadoras de último recurso.

Mientras se ha mantenido el suministro de gas con destino al mercado a tarifa, el coste de la compra de gas y el precio de venta se ha fijado de acuerdo con los siguientes criterios:

- Coste de compra de gas. Se denomina Coste de la Materia Prima (CMP) y se determina en función de los precios en los mercados internacionales del crudo y productos petrolíferos, en posición CIF, por parte del transportista con destino al mercado regulado, incluyendo los costes necesarios para el posicionamiento de gas en la red básica. Este coste se calculará trimestralmente en enero, abril, julio y octubre de cada año.

- Precio de venta. Se denomina precio de cesión e incluye el coste de la materia prima destinada al mercado a tarifa, los costes de gestión de compra-venta de gas natural y el coste medio de regasificación. El precio de cesión variará en cuanto se modifiquen los precios de coste de materia prima por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas o anualmente, si se modifican la estructura o condiciones de los aprovisionamientos.

Dado que este ingreso no se encuentra sujeto a liquidación, el criterio de imputación a la Cuenta de Resultados Consolidada se basa en la facturación a las compañías distribuidoras de los consumos reales mensuales obtenidos de las lecturas de los aparatos de medición. Su imputación a la cuenta de resultados se realiza, por lo tanto, siguiendo el criterio de devengo.

(e) Ingresos por la prestación de servicios regulados para el mercado a tarifa.

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

- Coste total específico por compra-venta de gas. Se calcula aplicando al volumen de gas destinado al mercado a tarifa y valorado al coste medio de la materia prima vendida del periodo anual un porcentaje. El coeficiente establecido para el año 2008 fue el 0,0005. El mercado a tarifa desapareció en 2008.

- Coste de las mermas y autoconsumos de gas que se producen en los procesos de regasificación, almacenamiento y transporte del gas destinado al mercado a tarifa, según el siguiente desglose:

Los valores de los coeficientes de mermas se corresponden únicamente a las mermas y diferencias de medición, siendo los coeficientes reconocidos los siguientes:

- Regasificación: 0,15%
- Almacenamiento: 0%
- Transporte: 0,20%

- Coste por la financiación de las existencias de gas destinado al mercado a tarifa. Este coste se determina aplicando al volumen de la demanda en el cliente final, valorado al coste medio de la materia prima destinada al mercado a tarifa, el coeficiente de 0,218 por una tasa de coste financiero del Euribor a tres meses del año anterior más un 0,5%. Para el año 2008 se estableció en un 4,59%.

(f) Sistema de liquidación.

Con fecha 1 de noviembre de 2002, se publica la Orden Ministerial ECO/2692/2002 de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas y establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

La Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3993/2006, modifica el apartado I.5 del anexo II de esta Orden de liquidaciones al establecer que a los importes a liquidar a cada transportista o distribuidor les serán aplicados los intereses que resulten de aplicar a estas cantidades los valores medios de las letras del tesoro a un año durante 60 días.

(g) Ingresos correspondientes al gas talón y gas mínimo de llenado en gasoductos.

La Orden ITC 4099/2005 estableció en su Disposición Transitoria Segunda que, durante el año 2006, los transportistas titulares de plantas de regasificación deberían adquirir el gas natural necesario correspondiente al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de la red de transporte y el nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación.

Para el año 2008, el gas talón y el gas mínimo de llenado fue adquirido en la subasta que se organizó a tal fin, siendo el gas valorado al precio final de la subasta. El gas adquirido con este fin tiene derecho al reconocimiento de una retribución financiera que se obtiene a partir de la inversión realizada, valorada según el valor medio de las Obligaciones del Estado a 10 años de cada semestre más un 3,5%.

(h) Ingresos correspondientes a la compra del gas para autoconsumos.

A partir del 1 de julio de 2007, los transportistas son responsables de la compra del gas necesario para los autoconsumos en sus instalaciones. Este hecho conlleva una reducción en los porcentajes de las mermas retenidas a los usuarios, siendo a partir de esta fecha los valores indicados anteriormente en el apartado de la gestión de la compra-venta de gas.

El gas adquirido por los transportistas será valorado al precio de la subasta, teniendo los pagos realizados la consideración de gastos liquidables.

A continuación se presenta la información por segmentos de las actividades de ENAGÁS. No se incluye un desglose por mercado geográfico del grupo ya que la mayor parte de los ingresos provienen del mercado español (aproximadamente el 90%).

La estructura de esta información está diseñada como si cada línea de negocio se tratara de un negocio autónomo y dispusiera de recursos propios independientes que se distribuyen en función de los activos asignados a cada línea conforme a un sistema interno de distribución porcentual de costes. El concepto “infraestructuras” incluye las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

	Miles de euros									
	Infraestructuras		Compraventa de gas		Gestión Técnica del Sistema		Actividades No Registradas+ Ajustes Consolidación		Total Grupo	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Ingresos ordinarios	800.726	762.201	12.405	10.001	9.141	10.446	31.462	28.794	853.734	811.443
Amortización	196.324	181.928	1	65	2.856	1.980	3.870	3.210	203.051	187.183
Adquisiciones de Inmovilizado (*)	787.287	562.250	2	202	3.412	3.640	189	179	790.890	566.271
Pasivos No Corrientes (**)										
Pasivos por impuestos diferidos	1.322	1.717	5	7	28	40	1.355	1.764
Provisiones	31.321	30.290	...	1	30	56	172	336	31.523	30.683
Otros pasivos no corrientes	32.493	23.611	37.268	40.372	69.760	63.983
Pasivos Corrientes (**)										
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar (***)	421.180	303.164	235	157.366	16.151	1.268	22.090	21.809	459.657	483.607
Otros pasivos corrientes	525	455	525	455

	Miles de euros									
	Infraestructuras		Compraventa de gas		Gestión Técnica del Sistema		Actividades No Registradas+ Ajustes Consolidación		Total Grupo	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Cuenta PyG										
Rdo explotación	427.926	390.504	9.814	4.039	-17.685	-445	13.058	14.196	433.113	408.295
Rdo después de impuestos	258.539	228.907	6.923	3.422	-13.032	-575	6.454	6.533	258.885	238.286
Balance de situación										
Total Activo/Pasivo	4.557.052	3.656.303	22	178.649	17.990	17.341	142.763	123.664	4.717.826	3.975.957

(*) Las adquisiciones de inmovilizado incluyen la variación de los stocks de repuestos y del almacén de material de construcción de nuevas infraestructuras, y no incluye provisiones ni subvenciones.

(**) No se incluyen deudas con entidades financieras ni otros pasivos financieros.

(***) No incluye deudas por impuestos sobre ganancias.

6.1.2 Indicación de cualquier nuevo producto y/o actividades significativas

ENAGÁS no ha presentado ningún nuevo producto o actividad significativa.

6.2 Mercados principales

El mercado del gas en España

El gas natural es una fuente de energía, de uso común en domicilios, pequeños negocios e industrias como fuente de calor.

El mercado del gas en España se caracteriza por una fuerte regulación. A pesar de que las actividades vinculadas al negocio del gas se pueden ejercer, normalmente, de forma libre, el modo de ejercerlas, así como los aspectos económicos, vienen en gran medida fijados por las Administraciones Públicas con competencia en la materia.

Las actividades principales del negocio del gas se pueden distribuir en actividades liberalizadas y reguladas.

Las actividades liberalizadas incluirían tanto el aprovisionamiento, destacando el mercado español por su escasa producción nacional, como la comercialización, esto es, la compraventa del gas para el suministro a otros comercializadores o a consumidores calificados..

Las actividades reguladas por su parte, incluirían la regasificación, el transporte, el almacenamiento, la distribución, la gestión técnica del sistema y, hasta julio de 2008, la compraventa de gas para el mercado a tarifa.

El gas natural recorre desde el yacimiento de donde se extrae un largo camino hasta los consumidores finales.

Su transporte puede realizarse de dos formas diferentes, bien en fase gaseosa a través de los gasoductos, o bien, licuado en buques metaneros.

En fase gaseosa, la cadena de gas se simplifica y la licuefacción, el transporte marítimo y la regasificación se suprimen.

Durante la licuefacción el gas se reduce unas 600 veces en volumen para poder ser transportado en los buques metaneros hasta las plantas de regasificación, donde le devolverán a su estado natural.

Los metaneros que transportan el gas natural licuado (GNL) hasta las plantas de regasificación pueden albergar hasta 140.000 m³ de GNL, aunque actualmente se están proyectando en los astilleros buques de hasta 250.000 m³. En el caso de la planta de regasificación de El Musel, en Gijón, está previsto que puedan atracar estos futuros barcos.

Una vez que el GNL se regasifica en las plantas, es decir, se devuelve a su estado gaseoso a través de un proceso exclusivamente físico, se inyecta en la red de gasoductos.

Parte fundamental en la cadena del gas son también los almacenamientos subterráneos. Aunque todo el gas natural que se transporta a los hogares no tiene la necesidad de pasar por ellos, es una fase previa a su consumo. ENAGÁS dispone de dos almacenamientos subterráneos, Serrablo y Gaviota. El primero es en propiedad y el segundo es un almacenamiento off shore gestionado por la sociedad.

De los gasoductos a alta presión, el gas natural llega o bien a las industrias, o bien al usuario final a través de los gasoductos de baja presión de las distribuidoras.

Con la entrada en servicio de nuevos gasoductos se aumenta el margen de cobertura del transporte, alcanzándose un grado de ocupación media del sistema del 52% y un máximo previsto del 88% en el invierno 2008-2009.

Por comparación entre la capacidad del sistema gasista y su grado máximo de ocupación por gas transportado, se obtiene la holgura del sistema, que mantiene una evolución creciente en el tiempo. En el escenario de punta potencial del invierno 2008-2009, se obtiene un margen de seguridad del 12%.

GWh/día	Invierno 02-03 real	Invierno 03-04 real	Invierno 04-05 real	Invierno 05-06 real	Invierno 06-07 real	Invierno 07-08 real	Invierno 08-09 real
Capacidad	1.063	1.244	1.618	1.757	1.985	2.150	2.255
Transporte max.	1.148	1.247	1.503	1.552	1.665	1.863	1.975
Margen de seguridad	-85	-3	115	205	320	286	280
	-8%	0%	7%	12%	16%	13%	12%

Agentes del sistema gasista:

Los agentes del sistema de gas natural en España son productores, transportistas, distribuidores, comercializadores, consumidores y el Gestor Técnico del Sistema Gasista.

Productores: realizan la exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

Transportistas: son los titulares de instalaciones de almacenamiento, regasificación o gasoductos de transporte de presión superior a 16 bares. El Transportista conduce el gas natural hasta los distribuidores, y además permite el acceso a sus instalaciones a aquellos terceros (comercializadores y consumidores cualificados) que lo soliciten, a cambio del pago de un peaje.

Distribuidores: son los titulares de instalaciones de distribución de gas natural con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gaseoducto de la red básica o de transporte secundario. También tienen la condición de instalaciones de distribución las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución.

La actividad de distribución tiene por objeto principal transportar el gas desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. Al igual que el transportista, el distribuidor debe permitir el acceso a sus instalaciones a terceros.

Comercializadores: son los que adquieren gas natural (a los productores o a otros comercializadores) y lo venden a sus clientes cualificados o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas. Los comercializadores utilizan las instalaciones de transportistas y distribuidores para el transporte y suministro de gas a sus clientes, a cambio de un peaje.

Consumidores de gas: son los que adquieren gas para su propio consumo y tendrán derecho a elegir suministrador. En el caso de que accedan directamente a las instalaciones de terceros se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

Gestor Técnico del Sistema Gasista: es el transportista titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural y tiene la responsabilidad de la gestión técnica de la red básica y de las redes de transporte secundario. Su objetivo es garantizar la continuidad y seguridad del suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso. El Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio designa a ENAGÁS como GTS.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el organismo público encargado de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. Para ello, entre sus funciones, actúa como órgano consultivo de la Administración, participa en el desarrollo reglamentario y en la autorización de instalaciones, además de ser órgano arbitral en conflictos entre los distintos sujetos de los sistemas energéticos.

El gas natural como fuente de energía

El mercado del Gas en España se caracteriza, entre otros, por los siguientes aspectos:

- La práctica ausencia de yacimientos nacionales de gas de tamaño significativo y la lejanía de los yacimientos europeos, lo cual obliga a importar la práctica totalidad del gas natural consumido cumpliendo unas políticas de diversificación en los aprovisionamientos (en la actualidad, la cifra máxima que puede alcanzar un mismo país proveedor es el 50%) todo ello de acuerdo con la legislación vigente, y a disponer de unas reservas de gas suficientes para poder hacer frente a eventuales problemas en los suministros.
- La posición periférica de España en Europa, hace estar alejados de los importantes mercados de gas europeos, con una única conexión con la red europea, circunstancia que dificulta la traslación a España de los precios del gas vigentes en Europa.
- La proximidad de España con Argelia, importante país productor y con significativas reservas de gas natural; de este país provenían 160.503 GWh del gas introducido en el sistema español en 2008, que supone cerca de un 35% de la aportación total, lo que se acerca al límite máximo antes citado.

- Importante participación del Gas Natural Licuado (GNL) en la estructura del aprovisionamiento, alcanzando un 72% del total en el año 2008, y siendo el GNL la fuente principal de gas para atender al esperado crecimiento de la demanda de los próximos años.
- Los aprovisionamientos de gas se han venido realizando mediante contratos de compra garantizada “*take or pay*” y a largo plazo (20 años), según las prácticas habituales en estos mercados. Dichos contratos aseguran al vendedor que, una vez contratado, el gas será retirado o pagado por el comprador. También incorporan cláusulas de revisión de precios para hacer frente a su larga duración. No obstante lo anterior, en estos últimos años son cada vez más frecuentes los contratos de suministro de GNL a plazos más cortos, de menos de dos años de duración.
- Finalmente, hay que señalar la vinculación que todavía hoy existe en los contratos de aprovisionamiento entre los precios del gas natural y la cotización internacional del petróleo y sus derivados, así como la compra del producto en dólares, que origina una gran volatilidad en el precio final del gas y que determina su competitividad frente a otros combustibles.

La demanda de gas transportada en el año 2008 ascendió a 449.389 GWh, frente a los 408.431 GWh de demanda registrada en el mismo periodo del año anterior. Este crecimiento fue consecuencia del aumento de las entregas de gas para generación eléctrica, dado que la demanda convencional se situó ligeramente por debajo del año anterior. De esta demanda, 432.238 GWh se destinaron al mercado liberalizado y los 17.151 GWh restantes al mercado a tarifa. En la siguiente tabla se muestra la evolución de la demanda transportada en los últimos siete años:

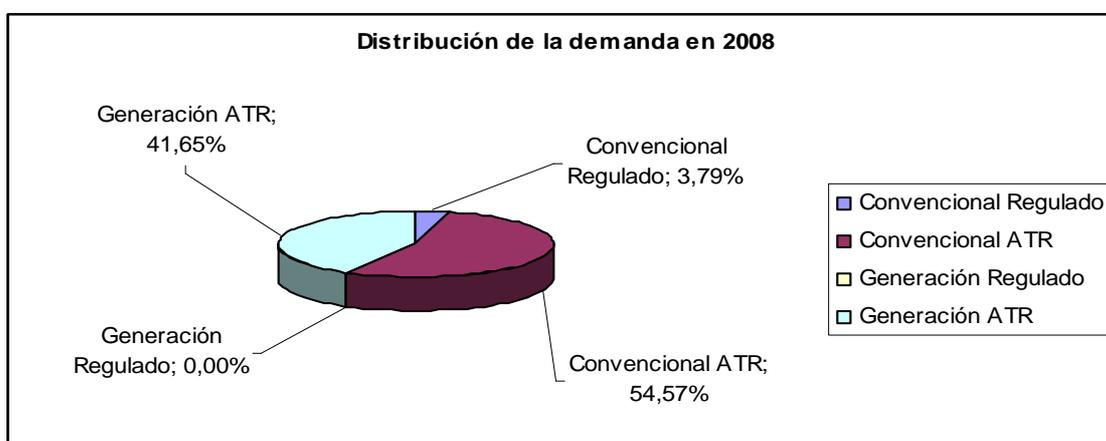
	DEMANDA DE GAS TRANSPORTADA (GWh)						
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Mercado a Tarifa	109.846	80.703	61.866	61.463	55.218	46.072	16.704
Mercado Liberalizado	133.192	194.535	257.734	314.431	336.217	362.359	432.685
Total Demanda	243.038	275.238	319.600	375.894	391.435	408.431	449.389

La demanda por segmento de mercado

En el mercado del gas natural cabe diferenciar, según sus usos y consumidores, entre mercado convencional, donde a su vez distinguimos dos segmentos: doméstico – comercial y el industrial, y el destinado a la generación de energía eléctrica. Dentro del mercado de generación eléctrica se puede distinguir entre centrales térmicas convencionales y ciclos combinados. Según el suministrador del gas, en los años cuyos datos se reflejan en las siguientes tablas y gráficos, cabía distinguir entre mercado Regulado, atendido por los distribuidores, algo que como ya explicamos en el apartado de mercado a tarifa ha cambiado en 2008, y mercado en régimen de acceso de terceros a la red o liberalizado, suministrado por las comercializadoras. Por sus características, dichos mercados muestran comportamientos particulares que requieren un análisis individual.

En 2008 la demanda para el sector convencional ascendió a 261.965 GWh, lo que representa una disminución del 1,7% respecto al año 2007, consecuencia, en parte, de una menor actividad industrial que empezó a advertirse a partir del mes de mayo.

Evolución de las ventas por mercados. TWh					
Unidad: TWh	2006	2007	2008	Variac. 06/07	Variac. 07/08
Mercado convencional	257	266	262	4%	-1,70%
Regulado	53	46	17	-13%	-63,90%
ATR	204	220	245	8%	11,50%
Mercado de generación eléctrica	135	142	187	5%	31,90%
Regulado	2	0	0	-100%	0
ATR-CCGT	132	142	187	7%	31,90%
Total	391	408	449	4%	10,00%



- Demanda doméstico- comercial:

El mercado doméstico-comercial se compone de aquellos suministros de gas que en régimen firme se destinan al consumo residencial y al sector servicios, principalmente para usos térmicos. Se caracterizan por la estacionalidad de su demanda y su elevada correlación con la temperatura, que es la principal responsable de las puntas de consumo en el invierno. Este mercado se compone de un gran número de clientes, que alcanza los 6.930 miles en el año 2008, frente a los 6.732 miles de 2007 (Fuente: CNE)

La evolución de la demanda-doméstico comercial depende básicamente de la temperatura, y del crecimiento del número de clientes; consecuencia por un lado, del esfuerzo comercial de saturación para la captación de clientes en las redes existentes, y por otro lado, de la inversión que se haya realizado en cada año para la expansión de las redes y captación de clientes en nuevas zonas geográficas y municipios.

- Demanda industrial:

El mercado industrial se corresponde con los consumos de gas realizados por el sector industrial para sus procesos productivos. Se caracteriza por un consumo estable de gas a lo largo del año, excepto en agosto que es el mes habitualmente destinado a la parada por mantenimiento y vacaciones. El número de clientes es pequeño, alcanzando la cifra de 5.061 en el año 2007, frente a los 5.210 en 2006 (Fuente: Informe Básico de los sectores de la Energía 2008 de la CNE; no se dispone a la fecha de datos correspondientes al ejercicio 2008), y su consumo unitario es elevado y sensible a las variaciones en el precio del gas. Según el régimen de suministro, cabe distinguir entre los consumidores firmes e interrumpibles, así como el consumo de gas como materia prima y mediante cisternas. En particular merece una

especial mención, por su interrelación con el mercado eléctrico, el consumo de gas para cogeneración que se realiza dentro de los consumos firmes. La evolución de la demanda industrial está relacionada con los niveles de precios del gas natural y su competitividad respecto a las energías alternativas, de la coyuntura económica, de la expansión de las redes, así como de la producción de electricidad mediante instalaciones de cogeneración con gas.

- Demanda de generación eléctrica:

El mercado de generación eléctrica se compone de suministros de carácter interrumpible destinados a centrales de producción de energía eléctrica de fuel/gas. Tienen un consumo irregular de gas a lo largo del año que depende fundamentalmente del diferencial de precios en cada momento entre el gas y el fuel y las necesidades del mercado eléctrico.

Dado que este tipo de generación en general se empleaba para solucionar problemas de demanda punta de electricidad y de restricciones técnicas en el suministro eléctrico, el consumo del mercado de generación eléctrica se muestra errático a lo largo del año. Las centrales térmicas actuales pueden utilizar fuel o gas, por lo que su consumo depende fundamentalmente del diferencial de precios entre los dos combustibles.

Por tanto su evolución está relacionada con los siguientes factores: los precios del fuel y del gas natural; la producción de electricidad mediante otros combustibles (hidráulica, carbón, etc.) y la demanda punta de electricidad.

Frente a las centrales convencionales, las principales características del ciclo combinado en la producción de energía eléctrica son: su mayor rendimiento, la baja inversión específica, la posibilidad de construcción de centrales más pequeñas y próximas al consumo (modelo de generación distribuida con la consiguiente disminución de inversiones en transporte y pérdidas), menores plazos de construcción, la posibilidad de quemar diferentes combustibles, y la reducción de la emisión de contaminantes a la atmósfera.

El 2008 se caracterizó por su baja pluviosidad durante el primer semestre, que unido al encarecimiento de los derechos de emisiones de CO₂, a la subida de los precios internacionales del carbón y a las indisponibilidades de las centrales nucleares, repercutieron en una alta generación con ciclos combinados.

Las entregas de gas para generación eléctrica se incrementaron notablemente, y cerca del 32% del total de la energía eléctrica producida en España se generó a partir de ciclos combinados de gas natural. Para ello fue necesario transportar 184.515 GWh, lo que unido a los 2.863 GWh consumidos por las centrales térmicas bicombustibles, supusieron un total de 187.379 GWh transportados para la generación de electricidad a partir de gas natural, un 32% más que en el ejercicio anterior.

Dicho consumo representó el 42% del total de la demanda nacional de gas natural, lo que muestra su consolidación como segmento fundamental en el desarrollo del sector y de sus infraestructuras.

Las entregas de gas natural al sector eléctrico pasaron de ser la sexta fuente en la cesta de generación eléctrica en el año 2002, a ser la primera desde el 6 de febrero de 2008, considerando la suma del consumo de los últimos 365 días.

El factor de utilización anual de los ciclos combinados fue del 52%, consolidándose como fuente principal de aportación a la cesta de generación eléctrica.

La gran variabilidad diaria que introduce la demanda de los ciclos combinados en el sistema gasista se debe, en gran parte, a su función como complemento de la generación eólica en el sistema eléctrico.

Durante este ejercicio tan sólo se incorporó una Central Térmica de Ciclo Combinado en Soto de Ribera, con lo que a finales de año 2008 había 54 grupos en operación.

Las centrales térmicas bicombustibles han ido reduciendo su consumo de gas natural, pasando de 12,4 TWh en 2005 a 2,8 TWh GWh en 2008.

En cuanto a las conexiones internacionales, en el ejercicio 2008 fueron de 2,14 TWh frente a 1,9 TWh en el 2007. Al finalizar el año 2008, la gestión de las conexiones internacionales tuvo un saldo favorable de entrada de gas natural de 125,98 TWh, frente a 126,7 TWh de 2007.

La demanda destinada al mercado liberalizado representó al finalizar el año 2008 un 96% sobre el total, comparado con el 89% obtenido el año anterior.

Puntas de Demanda:

La punta para el invierno 2008-2009 fue de 1.788,9 GWh alcanzado el 9 de enero de 2009 frente a los 1.863 GWh alcanzados el 17 de diciembre del pasado invierno 2007-2008.

La demanda estival de gas natural alcanzó los 1.403 GWh el 20 de junio de 2008. Con respecto al máximo histórico de 1.239 GWh del verano pasado, registrado el 19 de julio de 2007, la punta estival de demanda de gas aumentó el 13%.

Además, la demanda de gas natural para generación eléctrica alcanzó ese mismo día (el 9 de enero de 2009) el máximo de 741 GWh, ligeramente inferior al anterior récord de 742 GWh, alcanzado el 14 de diciembre de 2007.

La Oferta de Gas Natural

España carece prácticamente de gas natural con lo que el abastecimiento de gas provino en 2008 en un 98,9 % de otros países. Esto tiene implicaciones directas en la política de seguridad de suministro que obliga tanto a la diversificación de los países suministradores como a un mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Respecto a la diversificación, mediante el Real Decreto 1766/2007 de 28 de diciembre, se adaptó el Real Decreto 1716/2004, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, a lo establecido por la Ley 12/2007. Con dicho Real Decreto, el objetivo de diversificación se reduce hasta el 50%. Además, con el fin de facilitar la entrada de nuevas empresas en el mercado y considerando que los suministros para los agentes con pequeñas cuotas de mercado puede resultar un obstáculo para el desarrollo de su actividad, se limita la obligación de diversificación a los sujetos cuya cuota de importación supere el 7 por ciento del total.

España se caracteriza por tener una estructura de aprovisionamiento muy concentrada. En el año 2008 se ampliaron las fuentes de importación de GNL incorporándose Noruega, desde la planta de licuación de Snovit, y Guinea Ecuatorial, desde Punta Europa. Nigeria concentra gran parte de las importaciones de GNL, seguida de Argelia, Egipto, Qatar y Trinidad y Tobago, destacando este último por el notable ascenso respecto a 2007

Una particularidad de los aprovisionamientos españoles de gas, a diferencia de lo que ocurre en otros países, es la alta participación de las importaciones de GNL. En el año 2008, los

aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 458.901 GWh, aproximadamente un 12% superiores a los del año anterior. Un 72% de dichos aprovisionamientos llegaron en forma de gas natural licuado (GNL) y un 28% en forma de gas natural a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz. En el año 2007, los aprovisionamientos de gas natural ascendieron a 409.947 GWh, una cifra muy similar a la registrada el año anterior, 409.798 GWh. De dichos aprovisionamientos, sólo 1.040 GWh (0,3%) tenían procedencia nacional. De dichos aprovisionamientos, 280.358 GWh (68,4%) llegaron en forma de gas natural licuado (GNL), y 129.598 GWh (31,6%) a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz.

Aprovisionamientos de gas natural hasta 2008 (GWh)													
Procedencia		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005(*)	2006(*)	2007(*)	2008(*)	
		GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	
Nacional	Total	1.200	1.592	1.695	5.867	5.831	2.529	4.781	562	814	1.040	1.334	
Internacional	GN	Argelia	59.920	70.208	71.577	62.265	72.669	74.693	88.855	110.323	100.457	102.243	103.691
		Noruega	26.719	26.773	26.856	26.832	26.433	26.640	25.685	24.434	23.765	25.257	20.807
		Francia	806	1.049	1.489
		Portugal	150	0	...
	Total	87.839	98.573	100.128	94.964	104.933	103.862	119.321	135.319	125.992	129.589	127.321	
	GNL	Libia	10.560	11.201	9.293	9.230	7.341	8.442	7.765	10.149	7.802	8.760	6.090
		Argelia	41.169	45.617	48.512	50.603	69.144	84.820	76.190	59.667	30.645	50.178	56.814
		Nigeria		888	21.822	28.209	18.695	46.345	57.570	57.666	83.994	96.871	86.676
		Trinidad& Tobago		8.687	9.157	6.806	5.342	977		5.649	39.762	24.440	50.053
		Golfo Pérsico	13.453	13.397	8.753	20.601	40.226	33.065	62.394	75.911	68.307	53.149	61.431
		Egipto								41.074	53.252	46.960	56.986
		Otros	4.309	3.460	3.518		3.079	2.099	6.960	4.152	44	0	13.530
	Total	69.491	83.250	101.055	115.449	143.827	175.748	210.879	254.268	283.806	280.358	331.580	
	Total	157.330	181.823	201.183	210.413	248.760	279.610	330.200	389.587	409.798	409.947	458.901	

(*) Incluye GNL cargado con destino a otros mercados

Fuente: CNE, Sedigas, ENAGÁS, Resolución MINECO 15/7/02

La siguiente tabla muestra la distribución de los aprovisionamientos por las conexiones internacionales y las plantas de regasificación a las que llegan:

	GWh	2006	2007	2008	real 07 s/real 06	real 08 s/real 07	
GN	Tarifa	100.337	95.743	98.275	-4,60%	2,64%	
	Larrau	24.570	26.306	22.296	7,10%	-15,24%	
	Nacional	814	1.040	1.334	27,80%	28,30%	
	Tuy	150					
	Badajoz	120	6.500	5.415	5317%	-16,70%	
	TOTAL GN		125.992	129.589	127.321	2,90%	-1,70%
GNL	P. Barcelona	72.825	70.216	77.100	-3,60%	9,80%	
	P. Cartagena	51.234	38.479	47.316	-24,90%	23,00%	
	P. Huelva	65.288	58.312	61.814	-10,70%	6,00%	
	P. Bilbao	51.200	44.800	56.811	-12,50%	26,80%	
	P. Sagunto	43.258	58.911	66.915	36,20%	13,60%	
	P. Mugaros			9.641	21.624		124,30%
	TOTAL GNL		283.806	280.358	331.580	-1,20%	18,30%
TOTAL OFERTA		409.797	409.947	458.901	0,00%	11,90%	

Durante 2008, los volúmenes de gas natural disminuyeron un 1,7% con respecto al ejercicio anterior, compensando el descenso de las entradas de gas por la conexión internacional de Larrau y Badajoz con el aumento por la conexión internacional de Tarifa.

Esta participación tan alta de GNL en los aprovisionamientos tiene importantes repercusiones en la operación y logística del sistema, ya que las salidas en la red de gasoductos se producen de forma continua. Esto obliga a coordinar con exactitud las descargas de los barcos de cada planta para que no se produzcan situaciones de desabastecimiento y a mantener en cada momento unas elevadas existencias de gas en costosas infraestructuras de almacenamiento de GNL. Durante el año 2008, un total de 494 buques fueron descargados en el sistema español frente a los 425 del año 2007.

A pesar de esta concentración de los aprovisionamientos, en los últimos años se ha observado una tendencia de diversificación en las fuentes de suministro por áreas geográficas, alcanzándose acuerdos con Nigeria y Trinidad y Tobago.

Mercado Único Europeo de la Energía:

Con objeto de conseguir un Mercado Único Europeo de la Energía, durante el año 2008 la Comisión Europea puso en marcha las llamadas Iniciativas Regionales. Mediante estas iniciativas, Europa se ha dividido en 3 Mercados Regionales del gas: Noroeste, Sur-Sureste y Sur, con el objetivo global de facilitar e integrar los mercados eliminando barreras para el comercio y aumentar la competencia, y contribuir a la seguridad del suministro.

Dentro de esta iniciativa, el sistema gasista español, junto con Francia y Portugal ha quedado enclavado en la región Sur (South Gas Regional Initiative-SGRI), cuyo desarrollo está siendo coordinado por la Comisión Nacional de la Energía, contando con la participación de todos los agentes involucrados en los respectivos mercados gasistas: organismos reguladores, compañías transportistas, comercializadoras, grandes consumidores, etc.

El Mercado Regional Sur quedaría constituido por:

Interconexión Francia-España: Los trabajos de este grupo, que se iniciaron a finales del año 2006, se intensificaron durante el ejercicio 2008, culminándose con el lanzamiento de una "Open Subscription Procedure (OSP)" y una consulta pública. Los transportistas de los sistemas francés (GRTgaz y TIGF) y español (Enagás y Naturgas), analizaron conjuntamente las capacidades de las conexiones internacionales, elaborando un detalle del plan de infraestructuras asociadas al incremento de la capacidad en los 2 ejes: Oeste-Guyenne y Este-Rhone. Además, este estudio incluye la construcción de una nueva conexión con Francia por Cataluña, denominada proyecto "Midcat". Estos corredores permitirán que el flujo de gas proveniente de África atraviese España y Francia y llegue al centro de Europa, y posibilitarán que el gas de los importantes yacimientos noruegos y rusos llegar a la Península Ibérica.

Interconexión España- Portugal: El ocho de marzo de 2007, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y el Ministro de Economía e Innovación de Portugal firmaron el "Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal". En dicho documento, ambos Gobiernos decidieron crear varios grupos de trabajo con el objetivo de preparar la creación y desarrollo del mercado ibérico del gas natural (MIBGAS), y teniendo en cuenta el peso de la capacidad de recepción de GNL de la Península Ibérica en el contexto europeo y mundial, plantear la creación de un mercado ibérico de referencia a nivel internacional.

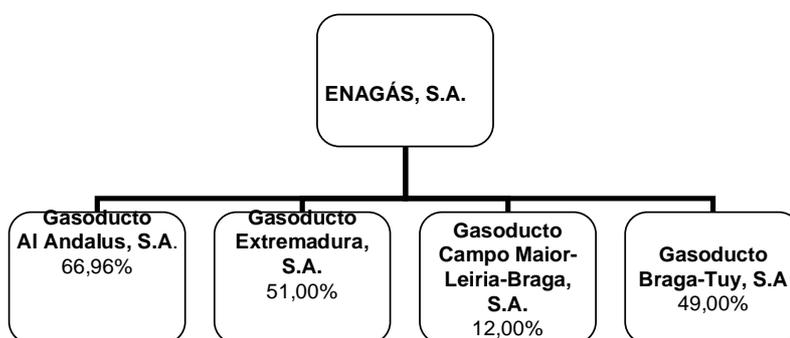
6.3 Declaraciones efectuadas por el Emisor relativa a su competitividad

ENAGÁS no ha realizado ninguna declaración relativa a su posición competitiva.

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

7.1 Si el Emisor es parte de un grupo, una breve descripción del grupo y la posición del emisor en el grupo.

Enagás S.A. es la sociedad cabecera del Grupo ENAGÁS. A continuación se detalla, gráficamente, las principales empresas que forman parte del mismo a la fecha del presente Folleto:



Gasoducto Al Andalus, S.A. (66,96%)

ENAGÁS es titular de 3.950.699 acciones que representan un 66,961% del capital social de Gasoducto Al Andalus, S.A., sociedad constituida por tiempo indefinido, mediante escritura pública otorgada ante el notario de Madrid D. Pedro de la Herran Matorras, el día 12 de enero de 1995, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid al Tomo 9.832, Folio 101, Sección 8ª, Hoja M-157819, Inscripción 1ª. El accionista del restante 33,039% es la sociedad, “Galp Gas Natural, S.A.” El objeto social es la construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: “Gasoducto Tarifa –Córdoba” pudiendo llevarlo a cabo por si mismas o a través de sociedades de análogo objeto. El capital social de Gasoducto Al Andalus, S.A. es de 35.459.000 euros, representado por 5.900.000 acciones de 6,01 euros de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

Gasoducto Extremadura, S.A. (51%)

ENAGÁS es titular de 1.619.250 acciones que representan un 51% del capital social de GasoductoExtremadura, S.A., sociedad constituida por tiempo indefinido, mediante escritura pública otorgada ante el notario de Madrid D. Pedro de la Herran Matorras, el día 12 de enero de 1995, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al Tomo 9.832, Folio 85, Sección 8ª, Hoja M-157818, Inscripción 1ª. El accionista del restante 49% es la sociedad, “Galp Gas Natural, S.A.” El objeto social es la construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: “Gasoducto Córdoba- Campo Maior”, pudiendo llevarlo a cabo por si mismas o a través de sociedades de análogo objeto.

El capital social de Gasoducto Extremadura, S.A. es de 19.081.750 euros, representado por 3.175.000 acciones de 6,01 euros de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. (12%)

ENAGÁS es titular de 646.700 acciones que representan el 12% del capital social de la Sociedad portuguesa Gasoduto Campo Maior – Leiria- Braga, S.A., constituido con arreglo a la legislación portuguesa mediante escritura pública de fecha 25 de enero de 1995. Se encuentra inscrita en el Registro Comercial de Lisboa con el número 5420. El objeto social es la construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: “Gasoducto Campo Mayor-Leiria-Braga”, pudiendo llevarlo a cabo por si mismas o a través de sociedades de análogo objeto. El accionista del restante 88% es la sociedad REN Gasoductos S.A.

Gasoduto Braga-Tuy, S.A. (49%)

ENAGÁS es titular de 431.033 acciones que representan el 49% del capital social de la Sociedad portuguesa Gasoduto Campo Braga- Tuy, S.A., constituido con arreglo a la legislación portuguesa mediante escritura pública de fecha 25 de enero de 1995. Se encuentra inscrita en el Registro Comercial de Lisboa con el número 5421. El objeto social es la construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: “Gasoducto Campo Braga-Tuy”, pudiendo llevarlo a cabo por si mismas o a través de sociedades de análogo objeto. El accionista del restante 51% es la sociedad REN Gasoductos S.A.

A continuación se presentan datos sobre las sociedades participadas a la fecha del presente folleto:

Sociedad	País	Actividad	Método contabiliza inversión	%	% Dcho de voto controlado por Enagás S.A.
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	España	Transporte de Gas	I.P.	66,96	50
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	Transporte de Gas	I.P.	51	50
Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A.	Portugal	Transporte de Gas	I.P.	12	50
Gasoducto Braga-Tuy, S.A.	Portugal	Transporte de Gas	I.P.	49	50

I.P.: Integración Proporcional.

7.2 Si el Emisor depende de otras entidades del grupo debe declararse con claridad, junto con la explicación de esa dependencia

No aplicable

8. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS

- 8.1 Incluir una declaración de que no ha habido ningún cambio importante en la perspectiva del emisor desde la fecha de sus últimos estados financieros auditados publicados.**

El Emisor declara que no ha habido ningún cambio importante en sus perspectivas desde la fecha de sus últimos estados financieros auditados publicados. Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbre, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.

- 8.2 Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbre, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.**

No existen tendencias conocidas, incertidumbres, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del Emisor, excepto por cuanto se indica a continuación:

9. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

La Sociedad ha optado por no incluir ninguna previsión o estimación sobre beneficios.

10. ÓRGANOS ADMINISTRATIVOS, DE GESTIÓN, DE SUPERVISIÓN Y ALTOS DIRECTIVOS

- 10.1 Nombre dirección profesional y cargo en el Emisor de los miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión y de cualquier alto directivo que sea pertinente para establecer que el Emisor tiene las calificaciones y experiencia apropiadas para gestionar las actividades del Emisor, indicando las principales actividades que estas personas desarrollan al margen del emisor, si dichas actividades son significativas respecto a ese emisor**

Conforme a lo establecido en los Estatutos Sociales de Enagás, S.A., el Consejo de Administración de la Sociedad está formada por un mínimo de seis (6) y un máximo de diecisiete (17) miembros, cuya designación corresponde a la Junta General de Accionistas. La Junta General de Accionistas, celebrada el 27 de marzo de 2009, fijó en 16 el número efectivo de Consejeros dentro de los límites mínimo y máximo anteriormente señalados.

10.1.1 Nombre, dirección profesional, cargo y principales actividades de los miembros del Consejo de Administración:

Nombre	Dirección Profesional	Cargo	Primer nombramiento como Consejero	Último nombramiento como Consejero	Condición (1)
D. Antonio Llardén Carratalá (2)	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Presidente	22/04/2006	22/04/2006	Ejecutivo
Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante - BANCAJA – (Representado por D. José Luis Olivas Martínez) (3)	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Vice-presidente	09/07/2002	11/05/2007	Dominical
D. Jesús David Álvarez Mezquíriz	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	25/04/2003	11/05/2007	Independiente
Bilbao Bizkaia Kutxa – BBK (Representado por D.Xabier de Irala Estévez)	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	28/11/2007	25/04/2008	Dominical
Sagane Inversiones, S.L.- representado por D. Carlos Egea Krauel (4)	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	27/04/2009	27/04/2009	Dominical
D ^a . Teresa García-Milá Lloveras	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	22/04/2006	22/04/2006	Independiente
D. Miguel Ángel Lasheras Merino	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	22/04/2006	22/04/2006	Independiente
D. Dionisio Martínez Martínez	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	31/05/2002	22/04/2006	Independiente
D. Luis Javier Navarro Vigil	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	09/07/2002	11/05/2007	Externo (5)
D. Martí Parellada Sabata	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	17/03/2005	27/03/2009	Independiente
PEÑA RUEDA, S.L.U. (Representado por D. Manuel Menéndez Menéndez) (6)	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	30/04/2004	25/04/2008	Dominical
D. Ramón Pérez Simarro	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	17/06/2004	27/03/2009	Independiente
D. José Riva Francos	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	31/05/2002	22/04/2006	Independiente
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales - SEPI -(Representado por D. Enrique Martínez Robles)	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	25/04/2008	25/04/2008	Dominical
D. Antonio Téllez de Peralta	Paseo de los Olmos nº 19, Madrid	Consejero	19/09/2005	22/04/2006	Independiente

- (1) La condición de los consejeros es conforme a las definiciones del Código Unificado de Buen Gobierno Corporativo.
- (2) D. Antonio Llardén Carratalá fue nombrado Consejero el 22 de abril de 2006 y Presidente de ENAGÁS el 24 de enero de 2007.
- (3) BANCAJA ha sido propuesto como Consejero Externo Dominical por BANCAJA Inversiones, S.A.
- (4) Sagane Inversiones, S.L. ha sido nombrado Consejero por cooptación en sustitución del Consejero D. Carlos Egea Krauel debiendo ser ratificado el nuevo Consejero por la Junta General de Accionistas. D. Carlos Egea Krauel es el representante persona física de Sagane Inversiones, S.L.
- (5) D. Luis Javier Navarro Vigil no es considerado como consejero independiente por haber mantenido la sociedad de la que era Presidente (B. P. España, S.A.U.), antiguo accionista de ENAGÁS, una relación de negocios importante con la Sociedad. Enagás ha considerado oportuno incluir al señor Navarro Vigil en la categoría de otros consejeros externos por no darse todas las condiciones que para la calificación de consejeros independientes establece el Código Unificado de Buen Gobierno.

(6) Peña Rueda S.L. Unipersonal ha sido propuesto como Consejero Externo Dominical por Caja de Ahorros de Asturias.

El 7 de abril de 2009 D. Salvador Gabarró, que hasta dicha fecha había ostentado el cargo de Consejero Dominical a propuesta de Gas Natural SDG S.A, presentó su renuncia al cargo, renuncia que supone el cese del Sr. Gabarró como Presidente y miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones del Consejo. En el próximo Consejo de Administración se propondrá el nombre del Consejero que cubrirá la vacante, el nombre del Consejero que cubra la vacante en la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y será la siguiente Comisión de Nombramientos y Retribuciones la que designe el cargo del nuevo Consejero.

Por lo que se refiere a la Secretaría del Consejo, D. Rafael Piqueras Bautista es Secretario no Consejero del Consejo de Administración.

Asimismo, ENAGÁS cuenta con una Comisión de Auditoría, de la que se da detalle en el punto 11.1 siguiente y una Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobierno Corporativo cuya composición a la fecha del documento de Registro es la siguiente:

Miembro	Cargo (1)	Condición
Sagane Inversiones, S.L.	Vocal	Dominical
D^a. Teresa García-Milá Lloveras	Vocal	Independiente
D. Dionisio Martínez Martínez	Vocal	Independiente
D. Ramón Pérez Simarro	Vocal	Independiente

(1) El cargo de Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones queda vacante dada la renuncia al cargo del Sr. Gabarró el 7 de abril de 2009 hasta que se apruebe quién ocupará dicho cargo por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Actuando como Secretario de la misma D. Rafael Piqueras Bautista por ser, a su vez, Secretario del Consejo de Administración.

La organización, funcionamiento y competencias de la citada Comisión se regulan en el artículo 45 de los Estatutos Sociales y en el artículo 25 del Reglamento del Consejo.

A continuación se indican las principales actividades ejercidas fuera de la Sociedad por determinados miembros del Consejo de Administración, en la medida en dichas actividades son importantes con respecto a Enagás S.A.

D. Antonio Llardén Carratalá

- Consejero y Vicepresidente Segundo de CAIXA CATALUNYA y Miembro del Patronato de la FUNDACIÓN PROVIURE.
- Miembro de la Junta Directiva y de la Comisión Ejecutiva del CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA.
- Miembro del Patronato de la Fundación Parc Científic en representación de Caixa Catalunya
- Miembro de la Associació d'Amics de la UPC (Universitat Politècnica de Catalunya)
- Representante de ENAGÁS en el Patronato de la FUNDACIÓN REAL INSTITUTO ELCANO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES Y ESTRATÉGICOS

D. José Luís Olivas Martínez

- Vicepresidente de la FEDERACIÓN VALENCIANA DE CAJAS DE AHORROS.
- Presidente del Grupo BANCAJA.
- Presidente del BANCO DE VALENCIA, S.A..
- Consejero de ABERTIS INFRAESTRUCTURAS, S.A.
- Vicepresidente de la CONFEDERACIÓN ESPAÑOLA DE CAJAS DE AHORROS (CECA).
- Consejero de IBERDROLA y Presidente del Consejo Consultivo de IBERDROLA en la Comunidad Valenciana.

D. Jesús David Álvarez Mezquíriz

- Presidente de Biocarburantes Peninsulares, S.L.
- Consejero de BODEGAS VEGA SICILIA, S.A.
- Consejero Delegado de EULEN S.A.
- Consejero de EL ENEBRO, S.A.

D. Xabier de Irala Estévez

- Presidente de BILBAO BIZKAIA KUTXA (BBK)
- Miembro del Consejo de Administración y Comisión Ejecutiva de IBERDROLA
- Consejero de EUSKALTEL

D. Carlos Egea Krauel

- Presidente de CAJAMURCIA.
- Secretario del Consejo de la CONFEDERACIÓN ESPAÑOLA DE CAJAS DE AHORROS (CECA).
- Vicepresidente de AHORRO CORPORACIÓN.
- Representante de CajaMurcia en el Consejo de CASER, S.A.
- Consejero Dominical de IBERDROLA RENOVABLES, S.A.
- Vicepresidente del Consejo de CAJAMURCIA VIDA Y PENSIONES DE SEGUROS Y REASEGUROS S.A.

D^a. Teresa García-Milá Lloveras

- Catedrática de Economía. UNIVERSIDAD POMPEU FABRA.
- Consejera de BANCO SABADELL.
- Miembro del Consejo Directivo de CENTRE DE RESERCA EN ECONOMÍA INTERNACIONAL (CREI).
- Consejera de VUELING AIRLAINS, S.A.

D. Miguel Ángel Lasheras Merino

- Presidente de INTERMONEY ENERGÍA, S.A.
- Presidente de WIND TO MARKET, S.A.

D. Dionisio Martínez Martínez

- Secretario del Consejo de Administración de EBN BANCO DE NEGOCIOS, S.A.

D. Luís Javier Navarro Vigil

- Consejero de BP ESPAÑA, S.A.
- Consejero de E.ON ESPAÑA, S.A.
- Consejero de E.ON RENOVABLES, S.A.
- Miembro del Jurado de los Premios Príncipe de Asturias
- Miembro de la Junta Rectora del Patronato de la Universidad de Comillas-ICAI
- Miembro del Comité Ejecutivo de la Fundación Hispano-Británica
- Miembro del Jurado de los Premios Rey Jaime I
- Miembro Patronato Escuela de Música Reina Sofía
- Miembro fundador del CÍRCULO DE CONFIANZA

D. Martí Parellada Sabata

- Presidente de COMFOR, S.A.
- Consejero de AGRUPACIÓN MUTUA DEL COMERCIO Y DE LA INDUSTRIA.
- Consejero de EPLIC, S.A.
- Consejero del Grupo MGO, S.A.
- Patrono de la Fundación del Instituto de Crédito Oficial

D. Manuel Menéndez Menéndez

- Presidente del Consejo de HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. (HC)
- Presidente del Consejo de NATURGÁS ENERGÍA GRUPO S.A.
- Consejero de EDP RENOVABLES, S.A.

D. Ramón Pérez Simarro

- Ex Director General de la Energía.
- Ex Secretario General de la Energía y Recursos Minerales.
- Ex Secretario General Técnico del MINISTERIO DE INDUSTRIA.
- Ex Profesor en la UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MADRID.

- Director Académico de la FUNDACIÓN REPSOL YPF

D. José Riva Francos

- Vicepresidente y Consejero Delegado del Grupo SUARDIAZ.
- Consejero de LOGISTA, S.A.

D. Enrique Martínez Robles

- Presidente de la SOCIEDAD ESTATAL DE PARTICIPACIONES INDUSTRIALES (SEPI).
- Presidente de la Fundación SEPI

D. Antonio Téllez de Peralta

- Ex - Director General de Operaciones del GRUPO LECHE PASCUAL.
- Ex – Consejero Delegado de GAS NATURAL SDG, S.A.
- Ex – Consejero Delegado de COMPAÑÍA LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS, S.A. (CLH)
- Ex – Presidente de TERQUIMSA.
- Ex – Director General de BIOCARBURANTES PENINSULARES S.L.

Directivos que asumen la gestión al nivel más elevado:

Además del Presidente del Consejo de Administración, los directivos y demás personas que asumen la gestión de Enagás S.A. al nivel más elevado son los siguientes:

Nombre	Cargo
D. Diego de Reina Lovera	Director Económico Financiero
D. Antonio García Mateo	Director General de Tecnología, Ingeniería y Compras
D. Ramón Sánchez Valera	Director General de Infraestructuras y ATR
D. Francisco Javier González Juliá	Director General de Operación y Gestión Técnica del Sistema
D. Erundino Neira Quintas	Director de Recursos
D. Juan Pons Guardia	Director General de Estrategia y Regulación
D. Rafael Piqueras Bautista	Secretario General

10.2 Conflictos de intereses de los órganos administrativo, de gestión y supervisión.

A los efectos de este Documento de Registro, se hace constar que la Sociedad no ha tenido conocimiento de la existencia de ningún conflicto significativo entre los deberes de las personas mencionadas en el apartado 10.1 anterior y sus intereses privados y/u otros deberes, a los efectos de lo previsto en el artículo 127 ter. de la Ley de Sociedades Anónimas.

Por lo que se refiere a los conflictos de interés en que puntualmente pudieran incurrir los Consejeros en el ejercicio de sus funciones, el Código Interno de Conducta aprobado por la Sociedad, somete estas situaciones a las siguientes reglas:

- Comunicar al Consejo de Administración, a través de su Secretaría, los posibles conflictos de interés a que pudieran estar sometidos por sus relaciones familiares, su patrimonio personal o por cualquier otra causa. Las comunicaciones deberán efectuarse en el plazo de 15 quince días y, en todo caso, antes de tomar la decisión que pudiera quedar afectada por el posible conflicto de interés.
- Mantener actualizada la información dando cuenta de cualquier modificación o cese de las situaciones previamente comunicadas, así como el surgimiento de nuevos conflictos de interés.
- Abstenerse de participar en la adopción de cualquier decisión que pudiera quedar afectada por el conflicto de interés con la Sociedad.

Conforme a lo previsto en el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración, el órgano encargado de regular y dirimir los conflictos de interés que en su caso pudieran plantearse, es la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

No obstante lo anterior, en el ejercicio de su actividad financiera habitual, la Sociedad mantiene a la fecha de registro del presente Documento de Registro, las siguientes relaciones, a condiciones de mercado, con dos de sus consejeros, que son entidades financieras:

- Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante, BANCAJA:
 - Contrato de línea de avales por importe, en miles de euros, de 6.000.
 - Contrato de cobertura de intereses (collar) para el periodo enero 2009/enero 2010, por un importe, en miles de euros, de 50.000.
 - Contrato de línea de crédito en el ejercicio 2008 por importe, en miles de euros, de 6.000.
- Con Bilbao Bizkaia Kutxa (BBK):
 - Contrato de línea de avales en ejercicio 2008 por importe, en miles de euros, de 6.000.
 - Contrato de cobertura de intereses (collar) para el periodo enero 2009/enero 2010, por un importe, en miles de euros, de 30.000.
 - Contrato de línea de crédito en el ejercicio 2008 por importe, en miles de euros, de 12.000.

- Préstamo por importe, en miles de euros, de 50.000, con vencimiento en junio de 2009.

11. PRÁCTICAS DE GESTIÓN

11.1 Detalles relativos al comité de auditoría del Emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de las condiciones en las que actúa.

La Comisión de Auditoría y Cumplimiento está compuesta por un mínimo de 3 y un máximo 5 miembros conforme a lo previsto en el artículo 44 de los Estatutos Sociales y el artículo 26 del Reglamento del Consejo, nombrados para ejercer su cargo durante 4 años.

La Comisión estará compuesta por Consejeros no ejecutivos nombrados por el Consejo de Administración.

De entre los miembros de la Comisión, el Consejo de Administración elegirá al Presidente de la misma, que no tendrá voto de calidad.

La Comisión de Auditoría y Cumplimiento se reunirá al menos cuatro veces al año. Podrá asistir a sus reuniones el Auditor externo de la sociedad, y podrán ser citados para informar el Director Financiero, el Responsable de Auditoría interna o cualquier otro directivo que la Comisión considere conveniente. De dichos directivos, la Comisión podrá recabar la colaboración que precise para el desarrollo de sus funciones.

La Comisión de Auditoría de la Sociedad, a fecha de presentación del presente documento, tiene la siguiente composición:

Nombre	Cargo	Condición
D. Martí Parellada Sabata	Presidente	Independiente
BANCAJA (Representada por D. José Luís Olivas Martínez)	Vocal	Dominical
SEPI (representada por D. Enrique Martínez Robles)	Vocal	Dominical
D. Luís Javier Navarro Vigil	Vocal	Otro Externo
D. Antonio Téllez de Peralta	Vocal	Independiente

Actúa como Secretario D. Rafael Piqueras Bautista, por serlo también del Consejo de Administración.

La Comisión de Auditoría y Cumplimiento tiene funciones y competencias sobre las siguientes materias:

- Informar en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- Proponer al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas el nombramiento de los auditores de Cuentas externos a que se refiere el artículo 204 de la Ley de Sociedades Anónimas, así como sus emolumentos.

- Supervisar los servicios de auditoría interna de la Sociedad y conocer el proceso de información financiera y los sistemas de control interno, con el objeto de conseguir el máximo seguimiento del desarrollo de la auditoría anual.
- Mantener una estrecha relación con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que pudieran poner en riesgo la independencia de éstos o cualesquiera otras previstas en la legislación y normas técnicas de auditoría de Cuentas y servir de canal de comunicación entre el Consejo de Administración y los auditores, evaluando así con la máxima objetividad los resultados de cada auditoría.
- Examinar la información sobre actividades y resultados de la Sociedad que se elaboren periódicamente en cumplimiento de las normas vigentes en materia bursátil, velando por la transparencia y exactitud de la información, así como el cumplimiento, en esta materia, del Código Interno de Conducta y del Reglamento del Consejo de Administración por las personas sometidas a su cumplimiento.

11.2 Declaración de si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobernanza corporativa de su país de constitución. En caso de que el emisor no cumpla ese régimen, debe incluirse una declaración a ese efecto, así como una explicación del motivo por el cual el emisor no cumple ese régimen.

Los principios que rigen el gobierno de la Sociedad se establecen en :

1. Los Estatutos Sociales cuya última modificación fue aprobada por acuerdo de la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de octubre 2007.
2. El Reglamento de la Junta General de Accionistas aprobado en la Junta de 30 de abril de 2004 de 25 de abril e 2003. Los artículos 3.1 y 5.2 de dicho reglamento fueron modificados en la Junta General de 22 de abril de 2006, y los artículos 4 y 13.3 fueron modificados en la Junta General de 11 de mayo de 2007.
3. El Reglamento del Consejo de Administración aprobado el 19 de febrero de 2004. Los artículos 25 y 26 de dicho reglamento fueron modificados por el Consejo de Administración de 11 de mayo de 2007.
4. El Reglamento de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento aprobado por el Consejo de Administración en su sesión de 19 de febrero de 2004.
5. El Reglamento Interno de Conducta en los mercados de valores aprobado el 24 de julio de 2003
6. Por otra parte, la empresa cuenta con una Normativa Interna de Compras, aprobada por el Consejo de Administración, con el fin de asegurar la transparencia en el proceso de adjudicación y compra, mediante autorizaciones de firma por niveles jerárquicos y según cuantía. Ambos documentos se publican en la Intranet (siendo accesible a todos los empleados) y el primero de ellos es público a través del portal web corporativo.
7. Adicionalmente, a lo largo del año 2007, ENAGÁS realizó con éxito el proceso de adaptación de todo su Modelo Organizativo a la separación de actividades (Gestor Técnico del Sistema y Transportista) necesaria tras la entrada en vigor de la Ley 12/2007. Esta separación de actividades ha requerido la elaboración de un código de conducta para el GTS, que ha sido aprobado por el Consejo de Administración

y comunicado a sus empleados, asegurando una correcta separación de funciones respecto al resto de actividades desarrolladas por el grupo empresarial.

Los Estatutos Sociales de Enagás S.A. contienen en sus preceptos junto a disposiciones legales de obligado cumplimiento los principios que rigen el gobierno de la Sociedad y los órganos que conforman el mismo.

El Reglamento de la Junta General tiene como objetivo potenciar la participación de los accionistas en la Junta General, mediante la adecuada ordenación de los mecanismos que faciliten su información y su estimulen su contribución a la formación de la voluntad social a través del ejercicio de los derechos de intervención en las deliberaciones y de voto.

El Reglamento del Consejo de Administración regula su organización y funcionamiento, inspirándose en tres conceptos: (i) fomentar la transparencia en las actuaciones de los órganos de gobierno de la Sociedad, (ii) impulsar una gestión empresarial eficaz y (iii) asumir las responsabilidades del Consejo ante los accionistas de la Sociedad.

El Reglamento Interno de Conducta en los mercados de valores determina los criterios de comportamiento que deben seguir sus destinatarios, con el fin de contribuir a la transparencia y a la protección de los inversores.

Todos estos documentos se encuentran disponibles en la página web de la sociedad: www.enagas.es o www.enagas.com

Enagás S.A. ha elaborado conforme a lo previsto en la Circular 1/2004 de la CNMV y de acuerdo al nuevo modelo de informe recogido en la Circular 4/2007 de la CNMV su informe de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio 2007. Dicho informe se ha remitido a la CNMV como hecho relevante habiendo sido incorporado igualmente a la página web de Enagás S.A..

Enagás S.A. declara que cumple el régimen de Gobierno Corporativo de acuerdo con la legislación vigente en España.

La Sociedad cumple con las recomendaciones incluidas en el Código Unificado de Gobierno Corporativo salvo por lo siguiente:

1. *Que Los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado:*

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, da nueva redacción a la Disposición Adicional Vigésima de la citada Ley 34/1998 por la que se atribuye a Enagás, S.A. la condición de Gestor Técnico del Sistema Gasista y se establecen limitaciones a la participación en su capital. La nueva redacción de la citada Disposición Adicional es la siguiente:

“Disposición adicional vigésima. Gestor Técnico del Sistema.

La empresa ENEGÁS, Sociedad Anónima, asumirá las funciones, derechos y obligaciones del Gestor Técnico del sistema gasista (...)

Ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la empresa responsable de la gestión técnica del sistema, en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3 por 100. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto. Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema por encima del 1 por 100. Dichas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto.

Asimismo, la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no podrá superar el 40 por 100.

A efecto de computar la participación en dicho accionariado, se atribuirán a una misma persona física o jurídica, además de las acciones y otros valores poseídos o adquiridos por la entidades pertenecientes a su mismo grupo, tal y como éste se define en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, aquellas cuya titularidad corresponda:

- a. A las personas que actúen en nombre propio pero por cuenta de aquélla, de forma concertada o formando con ella una unidad de decisión. Se entenderá, salvo prueba en contrario, que actúan por cuenta de una persona jurídica o de forma concertada con ella los miembros de su órgano de administración.
- b. A los socios junto a los que aquélla ejerza el control sobre una entidad dominada conforme a lo previsto en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

En todo caso, se tendrá en cuenta tanto la titularidad dominical de las acciones y de más valores como los derechos de voto que se disfruten en virtud de cualquier título.

El incumplimiento de la limitación en la participación en el capital a la que se refiere el presente artículo se considerará infracción muy grave a los efectos señalados en el artículo 109 de la presente Ley, siendo responsables las personas físicas o jurídicas que resulten titulares de los valores o a quien resulte imputable el exceso de participación en el capital o en los derechos de voto, de conformidad con lo dispuesto en los párrafos anteriores. En todo caso, será de aplicación el régimen sancionador previsto en dicha Ley.”

Por su parte, la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, dispone que antes de que transcurran cuatro meses desde la entrada en vigor de la Ley, la sociedad Enegás, S.A. procederá a la adaptación de sus estatutos a lo dispuesto en la disposición adicional vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, añadiendo la Disposición Transitoria Segunda de la ley 12/2007, de 2 de julio:

“Disposición transitoria segunda. Gestor Técnico del sistema gasista.

Los derechos de voto correspondientes a las acciones u otros valores que posean las personas que participen en el capital de ENEGAS, Sociedad Anónima, excediendo de los porcentajes máximos señalados en la disposición adicional vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, quedarán en suspenso desde la entrada en vigor de la presente disposición.

La Comisión Nacional de Energía estará legitimada para el ejercicio de las acciones legales tendentes a hacer efectivas las limitaciones impuestas en este precepto.

En concordancia con la mencionada previsión legal, el artículo 6 bis (Limitación a la participación en el capital social) de los Estatutos Sociales de Enegas, S.A. establece lo siguiente:

Ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la Sociedad en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos por encima del 3 por 100. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto. Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no podrán ejercer derechos políticos por público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto.

Asimismo, la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no podrán superar el 40 por 100.

A los efectos de computar la participación en el accionariado de la Sociedad se estará a lo dispuesto en la disposición adicional vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos”.

En por ello que, al existir una limitación expresa legal y estatutaria al ejercicio de los derechos de voto, Enegas, S.A. no puede acoger la recomendación de no limitar el número de votos que pueda emitir un mismo accionista.

9. Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

No se incluyó la presente Recomendación que afectaría a los Estatutos, de reducir el número de Consejeros a entre cinco (5) y quince (15), que recomienda el Código Unificado, en lugar de los límites entre seis (6) y dieciséis (16) actuales que establece el artículo 34 de los Estatutos Sociales, porque se consideró que atendiendo a las limitaciones legales de capital social, la estructura del Consejo debe estar preparada para dar cabida a representantes de posibles accionistas pero sin que ello suponga una disminución de una deseable proporción de independientes.

15. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

- a. Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras.
- b. La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

A la fecha de elaboración del presente Folleto, sólo uno de los miembros del Consejo de Administración de Enegas, S.A. es mujer, Doña Teresa García-Milá Lloveras, del total de dieciséis (16) miembros del Consejo de Administración, por lo que Enegas, S.A. debería incentivar y procurar la presencia femenina en los casos de presentarse alguna vacante en el Consejo, especialmente para los puestos independientes.

En línea con lo expuesto, el Consejo durante el pasado ejercicio adoptó iniciativas dirigidas a corregir la desigualdad de género. En concreto, el artículo 8 del Reglamento del Consejo, incorpora expresamente el principio de igualdad entre hombres y mujeres

que formula el Código Unificado. Dicho precepto establece que los procedimientos de selección no adolecerán de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras. La Sociedad buscará e incluirá entre los potenciales candidatos mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

20. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

Durante el ejercicio 2008 se ha tratado de evitar las inasistencias de los consejeros a los casos estrictamente necesarios, ascendiendo a veinticinco (25) el número total de inasistencias, representando el 0,13% de total de votos durante el ejercicio y en todos los casos, los consejeros no presentes delegaron en el Presidente u otro miembro del Consejo el sentido del voto.

26. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

a. Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;

b. Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte de sus consejeros.

El apartado a) del artículo 13 del Reglamento del Consejo de Administración (Deber de diligente administración), establece que los Consejeros informarán a la Comisión de Nombramientos y retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales por si pudieran interferir con la dedicación exigida. La Sociedad podrá establecer límites al número de Consejos de los que pueden formar parte sus Consejeros si ello pudiera también interferir en la dedicación exigida.

El Reglamento del Consejo de Enegas, S.A. no limita de forma cuantitativa la pertenencia de sus consejeros a otros Consejos de Administración, pero si incorpora expresamente el contenido previsto en la presente Recomendación.

30. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

El artículo 12.2.f) del Reglamento del Consejo contempla que los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando el accionista al que representen los Consejeros dominicales venda íntegramente su participación accionarial. También lo harán, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de Consejeros Dominicales.

En los supuestos contemplados en las letras d), e) y f) del citado artículo 12.2, si el Consejo de Administración no considerase conveniente que el Consejero formalice su renuncia, éste deberá ser incluido en la categoría que, conforme al presente Reglamento, corresponda en función de su nuevas circunstancias.

Analizando el grado de cumplimiento de la presente recomendación, Don Luis Javier Navarro Vigil es Otro Consejero Externo, desde el 15 de noviembre de 2006, fecha en que

el accionista (B.P. España S.A.U) que propuso el nombramiento como Consejero Dominical vendió su total participación en el capital de la Sociedad. No obstante, no es considerado independientemente por mantener o haber mantenido durante una relación de negocios importante de la Sociedad.

Ello no obstante, se consideró oportuno incluir a Don Luis Javier Navarro Vigil en la categoría de Otros Consejeros Externos por no darse todas las condiciones que para la calificación del Consejeros Independientes establece el Código Unificado de Buen Gobierno en relación con la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 4/2007, de 27 de diciembre, de la CNMV.

40. Que el Consejo someta a votación de la Junta General de Accionista, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. Y que dicho informe se ponga a disposición de sus accionistas, y a sea de forma separada o de cualquier otra forma que la sociedad considere conveniente.

Dicho informe se centrará especialmente en la política de retribuciones aprobada por el Consejo par el año ya en cursos, así como, en su caso, la prevista para los años futuros. Abordará todas las cuestiones a que se refiere la Recomendación 35, salvo aquello extremos que puedan suponer la revelación de información comercial sensible. Hará hincapié en los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio pasado al que se refiera la Junta General. Incluirá también un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en dicho ejercicio pasado.

Que el Consejo informe, asimismo, del papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones en la elaboración de la política de retribuciones y, si hubiera utilizado asesoramiento externo, de la identidad de los consultores externos que los hubiera prestado.

El Consejo de Administración de la Sociedad, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 36 de los Estatutos Sociales, propone anualmente a la Junta General de Accionistas la retribución máxima que corresponde a los Consejeros por el desempeño de su cargo, así como el desglose por asistencias y por pertenencia a sus Comisiones, por Presidencia de dichas Comisiones y por el desempeño de Vicepresidencia del Consejo.

La retribución del Presidente por desempeño de sus funciones ejecutivas es aprobada por el Consejo de Administración.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones informa al Consejo acerca de todas las propuestas relativas a la política de retribuciones. Durante el ejercicio 2008 no utilizaron asesoramiento externo.

Durante el ejercicio 2008, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones no consideró necesario utilizar asesoramiento externo en la elaboración de la política de retribuciones de los Consejeros.

44. Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y del Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

- a. Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pelno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;
- b. Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.
- c. Que sus Presidentes sean consejeros independientes.
- d. Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.
- e. Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

De forma expresa, en los artículos 44 y 45 de los Estatutos 23, 25 y 26 del Reglamento del Consejo se prevé la constitución en el seno del Consejo de Administración tanto de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento (artículo 44 de los Estatutos Sociales, 23 y 26 del Reglamento del Consejo), como de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones (artículo 45 de los Estatutos Sociales, 23 y 25 del Reglamento del Consejo).

Corresponde al Consejo de Administración, en virtud de lo dispuesto en los artículos 8, 25 y 26 del Reglamento del Consejo, la designación de los miembros de ambas Comisiones, teniendo en cuenta que el nombramiento hará de recaer en personas que gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencia profesionales adecuados al ejercicio de las funciones inherentes al cargo.

Los miembros de ambas Comisiones, pueden recabar el asesoramiento externo que consideren necesario para el desempeño de sus funciones, tal y como prevé el artículo 15 del Reglamento del Consejo.

Ambas Comisiones están integradas exclusivamente por Consejeros externos y superan el mínimo de tres (3) miembros recomendado. La Comisión de Auditoría y Cumplimiento está constituida por cinco (5) miembros, dos (2) independientes –entre ellos, su Presidente-, dos (2) Dominicales y uno (1) de ellos ‘Otro Consejero Externo’. Por su parte, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones está compuesta por cuatro (4) miembros, de los cuales tres (3) son independientes y uno (1) de ellos, el Presidente, es Dominical.

El Secretario de ambas Comisiones remite copia del Acta de las reuniones de ambas Comisiones a todos los miembros del Consejo de Administración.

55. Que correspondan a la Comisión Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes.

- a. Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

b. Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.

c. Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.

d. Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Las funciones y competencias de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de Enegas se contemplan en los artículos 45 de los Estatutos Sociales y 25 del Reglamento del Consejo y se detallan en el epígrafe B.2.3 del presente Informe. Cumple la Recomendación prevista en el apartado c), pues dichos preceptos le atribuyen la función de informar los nombramientos y ceses de las personas que integran la Alta Dirección y, en su caso, aprobar las condiciones especiales de sus contratos.

Sin embargo, las funciones contempladas en los apartados a) b) y d) de la presente Recomendación sólo se cumplen parcialmente, pues aunque en la práctica la Comisión de Nombramientos y Retribuciones procure cumplirlas, los mencionados preceptos contemplan, entre otras, funciones relacionadas con las sugeridas, pero no idénticas y que son, entre otras las siguientes:

- Establecer los criterios de retribución de los Consejeros de la Sociedad, dentro de lo previsto en los Estatutos y de acuerdo con lo que señale la Junta General, así como velar por la transparencia de las retribuciones.
- Establecer la política general de remuneración de los Directivos de Enegas, S.A., dando cuenta de ello al Consejo de Administración, así como las directrices relativas al nombramiento, selección, carrera, promoción y despido de altos Directivos, a fin de asegurar que la Sociedad dispone, en todo momento, del personal de alta cualificación adecuado para la gestión de sus actividades.
- Revisar la estructura del Consejo de Administración, criterios que deban informar la renovación estatutaria de los Consejeros, la incorporación de nuevos miembros y cualquier otro aspecto relativo a su composición que considere conveniente, formulando al Consejo de Administración las propuestas que considere necesarias.
- Formular y revisar los criterios que deban seguirse para la composición del Consejo de Administración y para la selección de quienes hayan de ser propuestos para el cargo de Consejero.
- Informar, con criterios de objetividad y adecuación al interés social, de las propuestas de nombramiento, reelección y ratificación de Consejeros, así como las de nombramiento de los miembros de cada una de las Comisiones del Consejo.
- Elevar al Consejo de Administración las propuestas relativas a la estructura organizativa de la Sociedad y a la creación de puestos de Alta Dirección que considere necesarias para una mejor y más eficaz gestión de la Sociedad.
- Aprobar las retribuciones de la Alta Dirección, siempre que éstas no se aparten de los criterios establecidos en la política general de remuneración de Directivos.

12. ACCIONISTAS PRINCIPALES

12.1 En la medida en que sea de conocimiento del Emisor, declarar si el emisor es directa o indirectamente propiedad o está bajo control y quién lo ejerce, y describir el carácter de ese control y las medidas adoptadas para garantizar que no se abusa de ese control.

En el año 2007 se publicó la Ley 12/2007 de 2 de julio, estableciendo 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, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3%.

Además, las empresas que realicen actividades en el sector gasista o aquellas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema por encima del 1%.

Dichas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Los accionistas con participaciones significativas en el capital de Enagás S.A. son:

Accionista	Porcentaje de participación	% Directo	% Indirecto
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales	5%	5	
Gas Natural SDG.	5%	5	
Bilbao Bizcaia Kutxa	5%	5	
Bancaja Inversiones S.A.	5%	5	
Caja de Ahorros de Asturias (1)	5%		5
Cantabrica de Inversiones de Cartera, S.L. (1)	5%	5	
Sagane Inversiones S.L.	5%	5	
Pictet Asset Management Ltd	3%	3	

(1) Caja de Ahorros de Asturias posee un porcentaje de participación en ENAGÁS del 5%, de manera indirecta, a través de Cantábrica de Inversiones de Cartera, S.L.

Gas Natural SDG. se comprometió el pasado 10 de febrero de 2009 frente a la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) ha vender su participación en ENAGÁS con el fin de eliminar sus vínculos con el gestor del sistema y evitar así cualquier tipo de interferencia de Gas Natural en la gestión y planificación de infraestructuras, reforzando la independencia del gestor del sistema gasista. Esta desinversión en ENAGÁS es uno de los varios compromisos presentados por Gas Natural SDG. ante la CNC, sujeta a los cuales dicho organismo ha aprobado la operación de concentración entre Gas Natural SDG. y Unión Fenosa, entendiendo que estos compromisos solucionan los problemas de competencia detectados.

En marzo de 2008 REN (Redes Energeticas Nacionais) comunicó que había comprado el 1% del capital social de ENAGÁS.

De acuerdo con la información de la que dispone la Sociedad, aproximadamente un 20% del capital flotante es nacional, mientras que el resto corresponde a inversores internacionales, fundamentalmente localizados en Reino Unido, Estados Unidos y Europa Continental.

12.2 Descripción de todo acuerdo, conocido del Emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio de control en el emisor.

La Sociedad no tiene constancia de ningún acuerdo cuya aplicación pueda, en una fecha posterior, dar lugar al control de ENAGÁS.

13. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS

13.1 Información financiera histórica

Las cuentas anuales Consolidadas del Grupo ENAGÁS correspondientes al ejercicio 2008, fueron formuladas por los Administradores de la sociedad dominante en el Consejo de 30 de enero de 2009 y fueron presentadas para su aprobación ante la Junta General de Accionistas que se celebró el 27 de marzo de 2009.

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo, correspondientes a los años 2007 y 2008, han sido formuladas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), según han sido aprobadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento y del Consejo Europeo.

Las sociedades integrantes del Grupo cierran sus correspondientes ejercicios el 31 de diciembre, siendo las cuentas a dicha fecha las utilizadas en la consolidación, a excepción de Gasoducto Braga-Tuy, S.A. y Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., que por razones de fecha en la aprobación de las últimas cuentas anuales utilizadas en este folleto y por la inmaterialidad que ello supone, la consolidación de estas sociedades está realizada con sus datos a 30 de noviembre de 2008.

Balance de Situación consolidado

El cuadro siguiente muestra el Balance Consolidado auditado del Grupo Enagás, expresado en miles de euros, correspondiente a los dos últimos ejercicios:

	31.12.2008	31.12.2007	%variación
Activo			
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.046.543	3.459.808	16,96%
Activos intangibles	37.552	34.042	10,31%
Inmovilizaciones materiales	3.975.029	3.390.727	17,23%
Activos financieros no corrientes	19.716	24.952	-20,98%
Activos por impuestos diferidos	14.246	10.087	41,23%
ACTIVOS CORRIENTES	671.283	516.149	30,06%
Existencias	2.215	3.378	-34,43%
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	444.208	497.292	-10,67%
Otros activos financieros corrientes	8.461	8.305	1,88%
Otros activos corrientes	1.857	1.919	-3,23%
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	214.542	5.255	3982,63%
TOTAL GENERAL	4.717.826	3.975.957	18,66%
Pasivo			
	31.12.2008	31.12.2007	
PATRIMONIO NETO	1.440.366	1.343.905	7,18%
FONDOS PROPIOS	1.456.080	1.342.899	8,43%
Capital suscrito	358.101	358.101	0,00%
Reservas	901.165	803.808	12,11%
Resultado del ejercicio	258.885	238.286	8,64%
Dividendo activo a cuenta	-62.071	-57.296	8,33%
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	-15.714	-895	-1662,03%
Activos financieros disponibles para la venta	-554	-	
Operaciones de cobertura	-15.160	1.006	-1606,96%
Otros	-	-1.901	
PASIVOS NO CORRIENTES	2.259.041	1.879.144	20,22%
Provisiones	31.523	30.683	2,74%
Pasivos financieros no corrientes	2.156.403	1.782.714	20,96%
Pasivos por impuestos diferidos	1.355	1.764	-23,19%
Otros pasivos no corrientes	69.760	63.983	9,03%
PASIVOS CORRIENTES	1.018.419	752.908	35,26%
Pasivos financieros corrientes	514.735	229.161	124,62%
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	503.159	523.292	-3,85%
Otros pasivos corrientes	525	455	15,38%
TOTAL GENERAL	4.717.826	3.975.957	18,66%

Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada

A continuación se detalla la Cuenta de Pérdidas y Ganancias auditada, expresada en miles de euros, correspondiente a los dos últimos ejercicios:

(Expresado en miles de euros)

	31.12.2008	31.12.2007	%Variación
Compra-Venta de gas mercado regulado	7.640	-12.151	-162,88%
Ingresos por actividades reguladas	813.101	792.025	2,66%
Ingresos por actividades no reguladas	16.186	15.499	4,43%
Otros ingresos de explotación	16.807	16.070	4,59%
Gastos de personal	-68.952	-62.002	11,21%
Otros gastos de explotación	-155.126	-159.073	-2,48%
Dotaciones a amortizaciones	-203.051	-187.183	8,48%
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado	6.508	5.110	27,36%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	433.113	408.295	6,08%
Ingresos financieros e ingresos asimilados	13.799	1.464	842,55%
Gastos financieros y gastos asimilados	-80.910	-61.020	32,60%
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	124	-	
Deterioro y resultado por enaj.de instrumentos financieros	-	1.926	
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS	366.126	350.665	4,41%
Impuesto sobre las ganancias	-107.241	-112.379	-4,57%
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS	258.885	238.286	8,64%
Rdo.después de impuestos de las actividades interrumpidas	-	-	
RESULTADO DEL EJERCICIO	258.885	238.286	8,64%
Atribuible a :			
Sociedad Dominante	258.885	238.286	8,64%

Evolución de los Ingresos

En el año 2008, los ingresos obtenidos por las actividades reguladas ascendieron a 813,1 millones de euros, lo que supuso un aumento del 2,66% comparado con los ingresos regulados registrados a 31 de diciembre de 2007.

En 2008 la Sociedad neteó los ingresos por autoconsumos que aparecían como ingresos regulados, y los costes asociados a dichos ingresos reflejados en el margen bruto de compra venta de gas. Dicha reclasificación en ambas partidas fue de 27 millones de euros.

Adicionalmente, en el año 2008 se dejaron de ingresar 29,3 millones de euros por el alquiler del almacenamiento de Gaviota, compensado con un menor gasto por importe muy similar y por la misma naturaleza.

Se produjo, asimismo, un diferencial positivo de 7,6 millones de euros, derivado de las operaciones de compra-venta de gas necesarias para suministrar el mercado a tarifa. La entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio, ha supuesto la supresión del suministro de gas natural al mercado regulado por parte de Enagás. En virtud de las disposiciones de desarrollo de dicha Ley, dicha supresión se hizo efectiva el 1 de julio de 2008.

Por otro lado, se obtuvieron ingresos por actividades no reguladas que ascendieron a 16,2 millones de euros y otros ingresos de explotación que a 31 de diciembre de 2008 reflejaron una cifra de 16,8 millones de euros.

Evolución de los costes operativos

Los costes operativos de Enagás en 2008 alcanzaron los 224,1 millones de euros, un 1,4% por encima de los gastos de explotación registrados en 2007.

Por otro lado, el desglose de las dos principales partidas de gastos de explotación durante 2008 fue el siguiente:

- Los gastos de personal se incrementaron en un 11,2%. Cabe destacar que a 31 de diciembre de 2008 se contabilizó un gasto no recurrente de 6,6 millones de euros en concepto de indemnizaciones por jubilaciones.
- Por otro lado, la partida otros gastos de explotación se redujo un 2,5% debido fundamentalmente al plan de contención de costes implantado en la Compañía.

En el año 2008 se provisionaron determinadas liquidaciones pendientes de varios ejercicios, incluyendo las cantidades correspondientes a la función de GTS.

Cash-flow operativo (EBITDA)

El Cash-flow operativo ascendió a 636,2 millones de euros, un 6,8% superior al alcanzado en 2007. De esta forma, el margen de EBITDA sobre Ingresos Regulados se situó en el 78,2% frente al 75,2% alcanzado en 2007.

Resultado operativo (EBIT)

Las amortizaciones del ejercicio aumentaron en un 8,5% hasta alcanzar los 203,1 millones de euros. Este incremento viene motivado por la recuperación del ritmo de puestas en marcha llevada a cabo en 2008. De esta forma, el Resultado Operativo ascendió a 433,1 millones de euros, un 6,1% superior al de 2007.

Resultado Financiero

Como consecuencia del incremento del coste de la deuda en el ejercicio 2008, el Resultado Financiero del ejercicio experimentó un crecimiento del 16,2%.

El coste medio de la deuda en el ejercicio 2008 fue de 4,7% frente a un 4,28% del año anterior.

Financiación

Los recursos procedentes de las operaciones, el cash-flow de las actividades de explotación, fueron de 471,2 millones de euros, un 11% superiores a los 423,9 millones de 2007.

El cash-flow generado fue utilizado fundamentalmente para financiar inversiones materiales por 776,9 millones de euros y pagar dividendos por importe de 143 millones.

El endeudamiento neto total de la Compañía, a 31 de diciembre de 2008, ascendió a 2.351,3 millones de euros frente a los 1.942,7 millones acumulados a diciembre de 2007. La deuda a tipo fijo representó el 65% del total de la deuda neta de la Compañía, mientras que el endeudamiento a largo plazo, a 31 de diciembre, suponía el 83% sobre el total.

Durante 2008 se contrataron derivados de cobertura que suponen fijar un coste total de alrededor del 4% sobre un importe de 1.527 millones de euros y con un vencimiento medio en el año 2011.

El ratio de endeudamiento (deuda financiera neta sobre total de activos) se situó en el 49,8%, nivel muy similar al 48,9% registrado al final del ejercicio anterior.

El coste medio de la deuda de la Compañía durante el 2008 fue del 4,98% sin coberturas ni comisiones y del 4,74% con coberturas y comisiones (4,33% y 4,28% respectivamente en 2007), lo que refleja un entorno de tipos alcista en los mercados de crédito, especialmente en lo que se refiere a los márgenes sobre los tipos de referencia, lo que afectó al coste de la deuda a tipo variable.

Adicionalmente, las subvenciones de capital imputadas en los resultados del año 2008, ascendieron a 21,1 millones de euros y corresponden básicamente al Programa Operativo de Infraestructura Gasista con fondos estructurales de la Comunidad Económica Europea.

En cuanto a la liquidez disponible a 31 de diciembre, en términos de financiación disponible no utilizada, ascendía a 1.934 millones de euros, lo que permitirá financiar el plan de inversiones durante los próximos dos años sin necesidad de acudir a los mercados de capitales.

Estado de Flujos de efectivo consolidado

A continuación se incluye un cuadro comparativo del Estado de Flujos de Efectivo, expresado en miles de euros, correspondiente a los ejercicios económicos 2007 y 2008:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008 y 2007 Expresado en miles de euros

	2008	2007	%Variación
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	366.126	350.665	4%
Ajustes al resultado consolidado	269.450	244.377	10%
Amortización de activos fijos	203.051	187.183	8%
Otros ajustes al resultado	66.399	57.194	16%
Variación del capital circulante operativo	35.897	13.528	165%
Existencias	1.164	75.358	-98%
Reclasificación del Gas Talón	-	(42.702)	-100%
Deudores y otras cuentas a cobrar	45.635	(47.429)	-196%
Otros activos corrientes	(3.360)	(2.727)	23%
Acreedores y otras cuentas a pagar	(7.542)	31.028	-124%
Otros pasivos corrientes	-	-	
Otros activos y pasivos no corrientes	-	-	
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación	(200.253)	(184.598)	8%
Pagos de intereses	(112.328)	(75.451)	49%
Cobros de intereses	11.714	459	2452%
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	(99.639)	(109.606)	-9%
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	471.220	423.972	11%
Pagos por inversiones	(761.069)	(506.096)	50%
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	(760.339)	(504.212)	51%
Otros activos financieros	(730)	(1.884)	-61%
Cobros por desinversiones	9.064	6.792	33%
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	7.322	4.340	69%
Otros activos financieros	1.742	2.452	-29%
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión	406	-	
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	406	-	
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(751.599)	(499.304)	51%
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-	
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	632.638	189.911	233%
Emisión	710.500	202.690	251%
Devolución y amortización	(77.862)	(12.779)	509%
Pagos por dividendos	(142.972)	(112.637)	27%
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	489.666	77.274	534%
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	209.287	1.942	10677%
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	5.255	3.313	59%
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	214.542	5.255	3983%

A continuación se incluye el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado de 2008:

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES							
ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008							
Expresado en miles de euros							
	Capital social y Prima de Emisión	Resto de reservas	Resultados ejercicios anteriores	Resultados	Dividendos a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Total Patrimonio neto
Saldo al 31.12.2007	358.101	805.709	-	238.286	-57.296	-895	1.343.905
Ajuste por cambio de criterio contable	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por errores	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	358.101	805.709	-	238.286	-57.296	-895	1.343.905
I.Total ingresos/(gastos) reconocidos				258.885		-14.819	244.066
II.Operaciones con socios o propietarios	-	-	-	-	-4.775	-	-4.775
Aumento/(reducción) de capital	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de pasivos financieros en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-4.775	-	-4.775
Operaciones con acciones propias	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos/(reducciones) por combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios	-	-	-	-	-	-	-
III.Otras variaciones de patrimonio neto	-	95.456	-	-238.286	-	-	-142.830
Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	-	-	-238.286	-	-	-238.286
Otras variaciones	-	95.456	-	-	-	-	95.456
Saldo final al 31.12.2008	358.101	901.165	-	258.885	-62.071	-15.714	1.440.366

Políticas Contables

Las Cuentas Anuales consolidadas de ENAGÁS correspondientes a los ejercicios 2008 y 2007 han sido formuladas por los administradores de acuerdo con lo establecido en las NIIF.

Las memorias de Enagás S.A. y sociedades filiales correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008 están a disposición del público en la CNMV. Igualmente las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia en la página web de la Sociedad www.enagas.es o www.enagas.com o en el domicilio social Paseo de los Olmos nº 19, Madrid.

13.2 Estados financieros

Los estados financieros consolidados e individuales del Emisor pueden ser consultados por cualquier interesado según se indica en el apartado 17 del Documento Registro.

13.3 Auditoría de la información financiera histórica anual

13.3.1 Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica. Si los informes de auditoría sobre la información financiera histórica han sido rechazados por los auditores legales o si contienen cualificaciones o negociaciones, se reproducirán íntegramente el rechazo o las cualificaciones o negociaciones, explicando los motivos.

Se declara expresamente que están registrados en la CNMV los informes de auditoría de cuentas de Enagás S.A. y de Enagás S.A. y sociedades dependientes que abarcan los ejercicios cerrados correspondientes a 2007 y 2008 y que todos ellos han sido favorables.

13.3.2 Una indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.

No existe otra información en el Documento Registro que haya sido auditada.

13.3.3 Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.

Los datos financieros incluidos en este Documento de Registro se han extraído de las cuentas anuales auditadas de ENAGÁS.

13.4 Edad de la información financiera más reciente

A la fecha de registro del presente documento, no han transcurrido más de 18 meses desde la última información financiera auditada.

13.5 Información financiera intermedia.

Los Estados Financieros Consolidados del primer trimestre del ejercicio 2009 que no han sido objeto de auditoría, han sido elaborados de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), según han sido aprobadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento y del Consejo Europeo.

Balance de Situación consolidado del primer trimestre de 2009 (no auditado)

El cuadro siguiente muestra el Balance Consolidado no auditado del Grupo Enagás, expresado en miles de euros, correspondiente al primer trimestre de 2009:

**ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
BALANCE DE SITUACIÓN NO CONSOLIDADO AL 31 DE MARZO DE 2009
(Expresado en miles de euros)**

	31.03.2009	31.12.2008	%Variación
Activo			
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.357.129	4.046.543	7,68%
Activos intangibles	37.580	37.552	0,07 %
Inversiones Inmobiliarias	-	-	-
Inmovilizaciones materiales	4.289.591	3.975.029	7,91 %
Activos financieros no corrientes	13.309	19.716	-32,50 %
Activos por impuestos	16.649	14.246	16,87 %
ACTIVOS CORRIENTES	599.851	671.283	-10,64 %
Existencias	3.620	2.215	63,43%
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	373.636	444.208	-15,89%
Otros activos financieros corrientes	6.504	8.461	-23,13%
Otros activos corrientes	1.108	1.857	-40,33%
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	214.983	214.542	0,21%
TOTAL GENERAL	4.956.980	4.717.826	5,07%
Pasivo			
PATRIMONIO NETO	1.405.524	1.440.366	-2,42%
FONDOS PROPIOS	1.431.535	145.080	-1,69%
Capital suscrito	358.101	350.101	0,00%
Reservas	1.004.754	901.165	11,50%
Resultado del ejercicio	68.680	258.885	-73,47%
Dividendo activo a cuenta	-	(62.071)	-100,00%
FONDOS PROPIOS	(26.011)	(15.714)	65,53%
Activos financieros disponibles para la venta	-	(554)	-100,00%
Operaciones de cobertura	(26.011)	(15.160)	71,58%
PASIVOS NO CORRIENTES	1.238.702	2.259.041	-45,17%
Provisiones	25.445	31.523	-19,28%
Pasivos financieros no corrientes	1.137.207	2.156.403	-47,26%
Pasivos por impuestos diferidos	1.145	1.355	-15,50%
Otros pasivos no corrientes	74.905	69.760	7,38%
PASIVOS CORRIENTES	2.312.754	1.018.419	127,09%
Pasivos financieros corrientes	1.747.950	514.735	239,58%
Pasivos financieros corrientes y otras cuentas a pagar	564.401	503.159	12,17%
Otros pasivos corrientes	403	525	-23,24%
TOTAL GENERAL	4.956.980	4.717.826	5,07%

Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada del primer trimestre de 2009 (no auditada).

A continuación se detalla la Cuenta de Pérdidas y Ganancias no auditada, expresada en miles de euros, correspondiente al primer trimestre de 2009 y 2008:

**ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL 31 DE MARZO DE 2009
(Expresado en miles de euros)**

	31.03.2009	31.03.2008	% Variacion
Compra - Venta de gas mercado regulado	-	4.800	-100,00%
Ingresos por actividades reguladas	202.965	199.156	1,91%
Ingresos por actividades no reguladas	3.624	4.051	-10,54%
Otros ingresos de explotación	3.844	2.790	37,78%
Gastos de personal	-16.077	-15.108	6,41%
Otros gastos de explotación	-31.905	-36.479	-12,54%
Dotaciones a amortizaciones	-50.466	-48.894	3,22%
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado	-	-332	-100,00%
RESULTADO DE EXPLOTACION	111.985	109.984	1,82%
Ingresos financieros e ingresos asimilados	3.903	681	473,13%
Gastos financieros y gastos asimilados	-17.044	-18.165	-6,17%
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	-779	-	
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	-	-	
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS	98.065	92.500	6,02%
Impuesto sobre las ganancias	-29.385	-27712	6,04%
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS	68.680	64788	6,01%
Rdo. Después de impuestos de las actividades interrumpidas	-	-	
RESULTADO DEL EJERCICIO	68.680	64.788	6,01%

Resultados

El Resultado Neto del primer trimestre del año 2009 ha ascendido a 68,7 millones de euros, un 6% superior a los 64,8 millones de euros obtenidos en el mismo trimestre del ejercicio anterior.

El Resultado Operativo (EBIT) del trimestre ha alcanzado los 112 millones de euros, que frente a los 110 millones de euros obtenidos en el mismo periodo del año anterior, supone un crecimiento del 1,8%.

El Cash Flow Operativo (EBITDA) ha pasado de 158,9 millones de euros en el primer trimestre de 2008 a 162,5 millones de euros en el mismo periodo de 2009, registrando un crecimiento del 2,2%.

El Resultado Neto creció un 6% gracias a la mejora del Resultado Financiero al disminuir el coste financiero neto hasta el 3,25%, frente al 4,7% de 2008.

Financiación:

El endeudamiento financiero neto de la Compañía al final del primer trimestre de 2009 ha ascendido a 2.516,6 millones de euros, comparado con 2.351,3 millones de euros de finales de 2008.

El ratio de endeudamiento (deuda neta sobre total de activos) al finalizar el primer trimestre de 2009 se ha situado en el 50,8%, frente al 49,8% al final del año 2008.

Los Flujos Netos de efectivo de las actividades de explotación a 31 de marzo, 239 millones de euros, han sido aplicados fundamentalmente a la financiación de inversiones y al pago de dividendos.

El coste medio de la deuda de la Compañía al finalizar el primer trimestre del año fue de 3,25%, frente al 4,70% obtenido a finales de 2008.

El Resultado financiero, incluyendo la activación de gastos financieros (6 millones de euros), refleja una cifra negativa de 13,9 millones de euros, frente al resultado financiero del mismo periodo de 2008, que una vez incluida la activación de gastos financieros (6,6 millones de euros) alcanzó la cifra de 17,5 millones de euros.

La liquidez de la Compañía, en términos de financiación disponible no utilizada, a 31 de marzo ascendía a 1.858 millones de euros

Estado de Flujos de efectivo consolidado del primer trimestre de 2009 (no auditado)

A continuación se incluye un cuadro comparativo del Estado de Flujos de Efectivo, expresado en miles de euros, correspondiente al primer trimestre de 2009 y 2008:

ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE MARZO DE 2009 (Expresado en miles de euros)

	2.009	2.008	% Variación
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	98.065	92.500	6,02%
Ajustes al resultado consolidado	65.343	66.385	-1,57%
Amortizaciones de activos fijos	50.466	48.894	3,22%
Otros ajustes al resultado	14.877	17.491	-14,94%
Ajustes al resultado consolidado	104.119	(114.792)	-190,70%
Existencias	37	48.630	-100,08%
Reclasificación del Gas Talón	-	-	
Deudores y otras cuentas a cobrar	70.572	(4.935)	-1530,03%
Otros activos corrientes	(312)	(630)	-50,48%
Acreedores y otras cuentas a cobrar	33.822	(60.597)	-155,81%
Otros pasivos corrientes	-	-	0,00%
Otros activos y pasivos no corrientes	-	-	0,00%
Ajustes al resultado consolidado	(28.421)	(28.401)	-0,07%
Pagos de intereses	(31.486)	(24.456)	28,75%
Cobros de intereses	4.518	1.684	168,29%
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios	(1.453)	(5.629)	-74,19%
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	239.106	15.692	1423,74%
Pagos por inversiones	(359.023)	(151.058)	137,67%
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	(359.023)	(150.328)	138,83%
Otros activos financieros	-	(730)	-100,00%
Cobros por desinversiones	6.432	-	0,00%
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	-	-	0,00%
Otros activos	6.432	-	0,00%
Otros flujos de efectivo en las actividades de inversión	-	-	0,00%
Otros cobros / (pagos) de actividades de inversión	-	-	0,00%
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(352.591)	(151.058)	133,41%
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-	
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	175.998	200.312	-12,14%
Emisión	180.313	204.627	-11,88%
Devolución y amortización	(4.315)	(4.315)	0,00%
Pagos por dividendos	(62.072)	(57.296)	8,34%
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	113.926	143.016	-20,34%
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	441	7650	-94,24%
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	214.542	5255	3982,63%
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	214.983	12905	1565,89%

A continuación se incluye el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado del primer trimestre 2009 (no auditado):

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES							
ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE MARZO DE 2009 (no auditado)							
Expresado en miles de euros							
	Capital social y Prima de Emisión	Resto de reservas	Resultados ejercicios anteriores	Resultados	Dividendos a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Total Patrimonio neto
Saldo al 31.12.2008	358.101	901.165	-	258.885	(62.071)	(15.714)	1.440.366
Ajuste por cambio de criterio contable	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por errores	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	358.101	901.165	-	258.885	(62.071)	(15.714)	1.440.366
I.Total ingresos/(gastos) reconocidos				68.680		(10.297)	58.383
II.Operaciones con socios o propietarios	-	-	-	-	62.071	-	62.071
Aumento/(reducción) de capital	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de pasivos financieros en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	62.071	-	62.071
Operaciones con acciones propias	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos/(reducciones) por combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios	-	-	-	-	-	-	-
III.Otras variaciones de patrimonio neto	-	103.589	-	(258.885)	-	-	(155.296)
Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	-	-	(258.885)	-	-	(258.885)
Otras variaciones	-	103.589	-	-	-	-	103.589
Saldo final al 31.03.2009	358.101	1.004.754	-	68.680		(26.011)	1.405.524

13. 6 Procedimientos judiciales y de arbitraje

No existen reclamaciones, demandas, juicios o litigios contra Enagás S.A. o empresas de su Grupo, que por su cuantía afecten al equilibrio patrimonial o a la solvencia de Enagás S.A. o del Grupo en su conjunto.

No obstante lo anterior, se hacen constar los principales litigios en que se encuentra inmerso ENAGÁS en la actualidad: El Grupo ENAGÁS registra en el Balance de Situación Consolidado, dentro de la partida "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar", los saldos pendientes de cobro con las comercializadoras de gas por la tasa de mercancía, regulada en el artículo 24 de la Ley 48/2003. Dicha tasa grava las mercancías de los cargamentos de gas natural que los agentes descargan en las plantas de regasificación, entre otras, las que Enagás, S.A. es titular en los puertos de Barcelona, Cartagena y Huelva. A 31 de diciembre de 2008 el importe de dichos saldos pendientes de cobro asciende a 6.586 miles de euros, de los que 5.830 miles de euros se encuentran en litigio con algunas de las comercializadoras y, concretamente, 4.790 miles de euros tienen una antigüedad superior a 1 año, a 31 de diciembre de 2008. La ley mencionada modifica el régimen de tasas asociadas a las mercancías que descargan en puertos bajo régimen de concesión, indicando en su Título I, que si el titular de la concesión realizaba la solicitud correspondiente en el plazo de 6 meses, el 100% de las tasas asociadas a la descarga podrían repercutirse al agente titular de la mercancía, pese a que el pago a la Autoridad Portuaria lo continuase efectuando el sujeto pasivo, en este caso, ENAGÁS. El régimen anterior fijaba ese porcentaje en un 50%. El problema surge en relación a la fecha de entrada en vigor de la ley mencionada, puesto que si bien ésta entraba en vigor el 27 de febrero de 2004, el Título I relativo a tasas resultaba de aplicación desde el 1 de enero de 2004. ENAGÁS realizó la solicitud en julio de 2004, entendiéndose que es extemporánea porque entraba en vigor en enero de 2004 y defendiendo ENAGÁS que la realizó dentro de plazo porque éste empezaba a contar en febrero de 2004. Ante esta situación, Enagás S.A. mantiene reclamaciones económico-administrativas al objeto de que se ratifique la adecuación a derecho de sus propios actos por la totalidad de los importes pendientes de cobro. Hay que destacar que el criterio sostenido por ENAGÁS ha sido ratificado por diversas Autoridades Portuarias.

Por otro lado, la Dirección del Grupo reconoce el riesgo existente de que el resto de Comercializadoras que actualmente están realizando el pago de la totalidad de las tasas que les repercute Enagás, S.A., puedan solicitar la devolución del 50% de las mismas, en caso de fallo en contra de Enagás, S.A. de las reclamaciones económico-administrativas interpuestas. Los importes abonados a Enagás por estas comercializadoras con las que actualmente no existen litigios por estos conceptos ascienden, a 31 de diciembre de 2008 a 28.240 miles de euros, de los cuales, el 50% (14.120 miles de euros) se encontrarían en la situación descrita.

No obstante lo anterior, la Dirección del Grupo considera que el riesgo de no recuperación de estos importes, con la información disponible a la fecha, no es probable, por lo que no se ha provisionado importe alguno por este concepto, si bien se realizará el seguimiento correspondiente de las reclamaciones interpuestas durante el ejercicio 2008.

13. 7. Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

No se ha producido ningún cambio significativo en la posición financiera o comercial del Emisor desde el último periodo financiero del que se ha publicado información financiera, esto es, a 31 de diciembre de 2008.

14. INFORMACIÓN ADICIONAL

14.1 Capital Social

14.1.1 Importe del capital emitido

A 31 de diciembre de 2008, el capital social de ENAGÁS S.A., totalmente suscrito y desembolsado, ascendía a 358.101.390 euros. Dicho capital estaba

representado por 238.734.260 acciones ordinarias de 1,5 euros de valor nominal cada una, admitidas a cotización oficial en las cuatro Bolsas de Valores españolas y con posibilidad de ser contratadas en el mercado continuo.

El capital social de Enagás S.A. está representado mediante anotaciones en cuenta, siendo Iberclear y sus entidades participantes los responsables del registro contable de las acciones de la Sociedad.

14.2 Estatutos y escrituras de constitución

14.2.1 Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.

El objeto social de Enagás es el definido en el artículo 2 de los Estatutos Sociales expresando textualmente que:

“Constituye el objeto social:

- a) Las actividades de regasificación, transporte básico y secundario y almacenamiento de gas natural, mediante o a través de las infraestructuras o instalaciones gasistas correspondientes, propias o de terceros, así como la realización de actividades auxiliares o vinculadas a las anteriores.
- b) La adquisición y venta de gas natural, así como las demás actividades complementarias que sean necesarias, para el suministro del mercado a tarifa.
- c) El diseño, construcción, puesta en marcha, explotación, operación y mantenimiento de todo tipo de infraestructuras gasistas e instalaciones complementarias, incluidas redes de telecomunicaciones, telemando y control de cualquier naturaleza y redes eléctricas, ya sean propias o propiedad de terceros
- d) El desarrollo de todas las funciones relacionadas con la gestión técnica del sistema gasista.
- e) La prestación de servicios de diversa naturaleza, entre ellos, de ingeniería, construcción, asesoría, consultoría, en relación con actividades que constituyen su objeto en la medida en que sean compatibles con las actividades atribuidas por la Ley a la Sociedad.

Las actividades anteriormente establecidas podrán ser realizadas por la Sociedad, por sí, o por medio de sociedades de idéntico o análogo objeto en que participe y siempre dentro del alcance y con los límites establecidos en la legislación aplicable en materia de Hidrocarburos.”

Los Estatutos Sociales pueden ser consultados en la página web de la Sociedad - www.enagas.es o www.enagas.com – o en el domicilio social de Enagás, sito en el Paseo de los Olmos, 19, en Madrid, o bien en el Registro Mercantil de Madrid. La escritura de constitución puede consultarse en el domicilio social de Enagás S.A.

15. CONTRATOS IMPORTANTES

No existen en la actualidad contratos relevantes celebrados al margen del desarrollo corriente de la actividad empresarial.

16. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERESES

16.1 No se incluye en el Documento de Registro ninguna declaración o informe atribuido a una persona en calidad de experto.

16.2 No se incluye en el Documento de Registro ninguna declaración o informe atribuido a un tercero.

17. DOCUMENTOS PRESENTADOS

Declaración de que, en caso necesario pueden inspeccionarse los siguientes documentos (o copias de los mismos) durante el periodo de validez del Documento de Registro.

- a) Los Estatutos y la escritura de constitución del emisor.**
- b) Todos los informes, cartas y otros documentos, información financiera, histórica, evaluaciones y declaraciones elaboradas por cualquier experto a petición del emisor, que estén incluidos en parte o mencionados en el Documento de Registro;**
- c) La información financiera histórica del emisor o, en su caso de un grupo, de información financiera histórica del emisor y sus filiales para cada uno de los dos ejercicios anteriores a la publicación del documento de registro.**

Indicación de dónde pueden examinarse los documentos presentados, por medios físicos o electrónicos.

- Estatutos Sociales: las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia de los Estatutos Sociales en la página web de la sociedad www.enagas.es o www.enagas.com, en el domicilio social situado en Paseo de los Olmos nº 19 de Madrid o en el Registro Mercantil de Madrid.

- Escritura de Constitución: las personas interesadas pueden consultar y, en su caso obtener, una copia de la escritura de constitución en el domicilio social en Paseo de los Olmos nº 19 de Madrid o en el Registro Mercantil de Madrid, en el que figura inscrita.

- Información financiera histórica: los estados financieros consolidados de Enagás S.A. y de sus sociedades dependientes correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008 han sido auditados por la firma Deloitte S.L. con domicilio en la plaza Pablo Ruiz Picasso sin número 28020 de Madrid, y están a disposición del público en la CNMV. Igualmente, las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia en la página web de la sociedad www.enagas.es o www.enagas.com, en el domicilio social situado en Paseo de los Olmos nº 19 de Madrid.

Los estados financieros individuales de Enagás S.A. correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008 han sido auditados por la firma Deloitte S.L. con

domicilio en la plaza Pablo Ruiz Picasso sin número 28020 de Madrid, y están a disposición del público en la CNMV. Igualmente, las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia en la página web de la sociedad www.enagas.es o www.enagas.com, en el domicilio social situado en Paseo de los Olmos nº 19 de Madrid.

Madrid, a 28 de abril de 2009

Enagás S.A.

Fdo. D. Diego de Reina Lovera