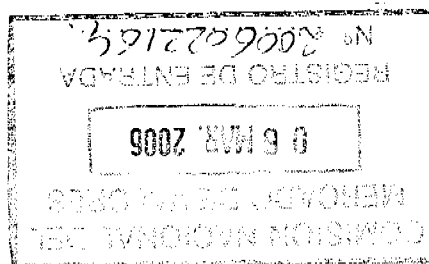


Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado



gasNatural

Comisión Nacional del Mercado de Valores

Dirección General de Mercados e Inversores
Paseo de la Castellana, 19
28046 Madrid

Madrid, 3 de marzo de 2006

Muy señores nuestros:

Folleto Explicativo y documentación complementaria

Por la presente ponemos en su conocimiento que hemos advertido que, debido a un error informático, la versión electrónica del Folleto Explicativo de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A. formulada por Gas Natural SDG, S.A. (el **Folleto**) que actualmente figura en la página *web* de la Comisión Nacional del Mercado de Valores no coincide exactamente con la última versión del mismo presentada por escrito.

Más concretamente, el archivo informático que les enviamos el pasado miércoles 1 de marzo de 2006 a fin de que pudieran disponer de una versión electrónica del Folleto con un tamaño más fácilmente descargable desde su página *web*, que fue facilitado en sustitución del archivo originalmente presentado el pasado 27 de febrero de 2006, contenía una versión del Capítulo VI y del Módulo Proforma del Folleto que no se correspondía con la versión presentada por escrito.

En consecuencia, acompañamos a la presente carta un nuevo archivo informático con la última versión del Capítulo VI y del Módulo Proforma del Folleto. Esta versión difiere de la que fue incorporada en la página *web* de la Comisión Nacional del Mercado de Valores el pasado 1 de marzo de 2006 en las páginas 14, 138, 180, 201 y 204 del Capítulo VI y en la página 10 del Módulo Proforma.

Lamentando los inconvenientes que les hayamos podido ocasionar, les saluda atentamente,

GAS NATURAL SDG, S.A.
v. Portal de l'Àngel, 22
8002 Barcelona

tel.: 93 402 56 96
fax: 93 402 58 69

Avda. de América, 38
28028 Madrid

Tel.: 91 589 31 49
Fax: 91 355 57 86

www.gasnatural.com

FOLLETO EXPLICATIVO Y ANEXOS

OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES

DE

ENDESA, S.A.

Formulada por

GAS NATURAL SDG, S.A.

Febrero de 2006

De conformidad con lo dispuesto en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en el Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las Ofertas Públicas de Adquisición de Valores, y demás legislación aplicable y en el Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos y demás legislación aplicable.

ÍNDICE

1. CAPÍTULO I: ELEMENTOS SUBJETIVOS DE LA OFERTA

- 1.1 Denominación, domicilio y capital social de la Sociedad Afectada
- 1.2 Denominación, domicilio y objeto social de la Sociedad Oferente
- 1.3 Entidades que pertenecen al grupo de la Sociedad Oferente, con indicación de su estructura
- 1.4 Personas responsables del Folleto
- 1.5 Relación de los valores de la Sociedad Afectada de los que sean titulares directa o indirectamente la Sociedad Oferente, las sociedades de su Grupo, otras personas que actúen por cuenta de, o concertadamente con, éstas, así como los miembros de los órganos de administración de cada una de ellas, con indicación de los derechos de voto correspondientes a los valores y de la fecha y precio de las operaciones realizadas en los últimos doce (12) meses
- 1.6 Valores de Endesa en poder de miembros de su Consejo de Administración, accionistas significativos de Endesa y Autocartera antes de la Oferta
- 1.7 Valores de la Sociedad Oferente en poder de la Sociedad Afectada, con indicación de los derechos de voto que les corresponda
- 1.8 Acuerdos entre la Sociedad Oferente y los miembros del órgano de administración de la Sociedad Afectada; ventajas específicas que la Sociedad Oferente haya reservado a dichos miembros. Acuerdos entre la Sociedad Oferente y la Sociedad Afectada o acuerdos entre la Sociedad Oferente y los accionistas de la Sociedad Afectada
- 1.9 Información sobre la actividad y situación económico-financiera de la Sociedad Oferente y de su Grupo

2. CAPÍTULO II: ELEMENTOS OBJETIVOS DE LA OFERTA

- 2.1 Valores a los que se extiende la Oferta
- 2.2 Contraprestación ofrecida por los valores
 - 2.2.1 Contraprestación
 - 2.2.2 Emisión de las Nuevas Acciones
 - 2.2.3 Admisión a negociación
 - 2.2.4 Régimen de adquisición de Picos
- 2.3 Justificación y métodos empleados para la determinación de la contraprestación
- 2.4 Número máximo de valores a los que se extiende la Oferta y número mínimo de valores a cuya adquisición se condiciona la efectividad de la Oferta
- 2.5 Garantías constituidas por Gas Natural para la liquidación de la Oferta

- 2.6 Financiación de la operación
 - 2.6.1 Endeudamiento de Gas Natural
 - 2.6.2 Servicio financiero de la deuda de Gas Natural
 - 2.6.3 Efectos de la Financiación sobre Endesa

- 2.7 Condiciones a las que está sujeta la Oferta
 - 2.7.1 Mínimo de aceptaciones
 - 2.7.2 Modificación de estatutos sociales de Endesa

3. CAPÍTULO III: ELEMENTOS FORMALES DE LA OFERTA

- 3.1 Plazo de aceptación de la Oferta
- 3.2 Formalidades que deben cumplir los destinatarios de la Oferta para manifestar su aceptación, así como la forma y plazo en el que recibirán la contraprestación
 - 3.2.1 Aceptación irrevocable e incondicional
 - 3.2.2 Procedimiento de aceptación de la Oferta
 - 3.2.3 Compromiso asumido por cuenta propia por Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“la Caixa”) con respecto a la adquisición de Picos
 - 3.2.4 Procedimiento de liquidación y entrega de la contraprestación de la Oferta
- 3.3 Plazos de renuncia a las condiciones de la Oferta
- 3.4 Gastos de la Oferta
- 3.5 Formalidades relativas a la oferta estadounidense
- 3.6 Designación de las entidades que actúan por cuenta de la Sociedad Oferente

4. CAPÍTULO IV: OTRAS INFORMACIONES

- 4.1 Finalidad de la Oferta
 - 4.1.1 Finalidad perseguida con la adquisición de acciones de la Sociedad Afectada
 - 4.1.2 Actividad futura de la Sociedad Afectada
 - 4.1.3 Inversiones, activos y pasivos
 - 4.1.4 Modificaciones estatutarias
 - 4.1.5 Órgano de administración
 - 4.1.6 Iniciativas relativas a la cotización de las acciones
 - 4.1.7 Políticas de remuneración al accionista

- 4.1.8 Consolidación fiscal
- 4.2 Impacto de la adquisición de acciones de la Sociedad Afectada en la Sociedad Oferente
- 4.3 Derecho de la competencia
 - 4.3.1 Autoridades comunitarias de competencia
 - 4.3.2 Solicitud de autorización ante las autoridades españolas de competencia
 - 4.3.3 Autoridades de competencia de otras jurisdicciones
- 4.4 Autorizaciones administrativas
 - 4.4.1 Secretaría General de Energía
 - 4.4.2 Comisión Nacional de Energía
 - 4.4.3 Otras autorizaciones
 - 4.4.4 Régimen de participaciones en más de un operador principal
 - 4.4.5 Autorizaciones por autoridades energéticas extranjeras
- 4.5 Obligación de formular Ofertas Públicas de Adquisición en otras jurisdicciones

5. CAPÍTULO V: FACTORES DE RIESGO

Factores de riesgo ligados a la Oferta

Factores de riesgos ligados al negocio de Gas Natural

Factores de riesgo ligados a las acciones de Gas Natural

6. CAPÍTULO VI: INFORMACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL OFERENTE

- 1. Personas Responsables
- 2. Auditores de Cuentas
 - 2.1 Nombre y dirección de los auditores del emisor durante el período cubierto por la información financiera histórica (así como su afiliación a un colegio profesional)
 - 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
- 3. Información Financiera Seleccionada
 - 3.1 Información financiera histórica seleccionada relativa al emisor, que se presentará para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica, y cualquier período financiero intermedio subsiguiente, en la misma divisa que la información financiera

- 3.2 Principales magnitudes financieras consolidadas de Gas Natural durante los diez primeros meses terminados el 31 de octubre de 2005
4. Factores de Riesgo
5. Información sobre el Emisor
 - 5.1 Historial y evolución del emisor
 - 5.2 Inversiones
6. Descripción de Gas Natural
 - 6.1 Actividades principales
 - 6.2 Mercados principales. Descripción de los mercados principales en que el emisor compite, incluido un desglose de los ingresos totales por categoría de actividad y mercado geográfico para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica
 - 6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho
 - 6.4 Si es importante para la actividad empresarial o para la rentabilidad del emisor, revelar información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación
 - 6.5 Se divulgará la base de cualquier declaración efectuada por el emisor relativa a su posición de competitividad
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
 - 7.2 Lista de las filiales significativas de la Sociedad, incluido el nombre, el país de constitución o residencia, la proporción de interés de propiedad y, si es diferente, su proporción de derechos de voto
8. Propiedad, Instalaciones y Equipo
 - 8.1 Información relativa a todo inmovilizado material tangible existente o previsto, incluidas las propiedades arrendadas, y cualquier gravamen importante al efecto
 - 8.2 Descripción de cualquier aspecto medioambiental que pueda afectar al uso por el emisor del inmovilizado material tangible
9. Estudio y Perspectivas Operativas y Financieras
 - 9.1 Situación financiera
 - 9.2 Resultados de explotación
10. Recursos de Capital
 - 10.1 Información relativa a los recursos de capital del emisor (a corto y a largo plazo)

- 10.2 Explicación de las fuentes y cantidades y descripción narrativa de los flujos de tesorería del emisor
 - 10.3 Información sobre los requisitos de préstamo y la estructura de financiación del emisor
 - 10.4 Información relativa a cualquier restricción sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, haya afectado o pudiera afectar de manera importante a las operaciones del emisor
 - 10.5 Información relativa a las fuentes previstas de fondos necesarias para cumplir los compromisos mencionados en los apartados 5.2.3 y 8.1 de este Capítulo VI del Folleto
11. Investigación y Desarrollo, Patentes y Licencias
 12. Información sobre Tendencias
 - 12.1 Tendencias recientes más significativas de la producción, ventas e inventario, y costes y precios de venta desde el fin del ejercicio anterior hasta la fecha del presente Folleto
 - 12.2 Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbres, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas de la Sociedad, por lo menos para el actual ejercicio
 13. Previsiones o Estimaciones de Beneficios
 - 13.1 Si se opta por incluir una previsión o una estimación de beneficios, en el presente Capítulo deberá figurar la información prevista en los apartados 13.1 y 13.2
 - 13.2 Declaración que enumere los principales supuestos en los que el emisor ha basado su previsión o su estimación
 - 13.3 Debe incluirse un informe elaborado por contables o auditores independientes que declare que, a juicio de esos contables o auditores independientes, la previsión o estimación se ha calculado correctamente sobre la base declarada, y que el fundamento contable utilizado para la previsión o estimación de los beneficios es coherente con las políticas contables del emisor
 - 13.4 La previsión o estimación de beneficios debe prepararse sobre una base comparable con la información financiera histórica
 - 13.5 Si el emisor publica en un folleto una previsión de beneficios que está aún pendiente, debería entonces proporcionar una declaración de si efectivamente ese pronóstico sigue siendo tan correcto en la fecha del presente Folleto, o una explicación de por qué el pronóstico ya no es válido, si ese es el caso
 14. Órganos Administrativos, de Gestión y de Supervisión, y Altos Directivos
 - 14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en la Sociedad de las siguientes personas, indicando las principales actividades que estas desarrollan al margen de la Sociedad, si dichas actividades son significativas con respecto a ese emisor:
 - a) Miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión.
 - b) Socios comanditarios, si se trata de una sociedad comanditaria por acciones.
 - c) Fundadores, si el emisor se ha establecido por un período inferior a cinco años; y

d) Cualquier alto directivo que sea pertinente para establecer que el emisor posee las calificaciones y la experiencia apropiadas para gestionar las actividades del emisor.

Naturaleza de toda relación familiar entre cualquiera de estas personas

14.2 Conflictos de intereses de los órganos administrativo, de gestión y supervisión, y altos directivos

15. Remuneración y Beneficios

15.1 Importe de la remuneración pagada (incluidos los honorarios contingentes o atrasados) y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y sus filiales. Esta información debería proporcionarse con carácter individual a menos que la revelación individual no se exija en el país de origen del emisor y no sea revelada públicamente el emisor en otro medio

15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares

16. Prácticas de Gestión

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y período durante el cual la persona ha desempeñado servicios en ese cargo

16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa

16.3 Información sobre el Comité de Auditoría y el Comité de Retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del Comité y un resumen de su reglamento interno

16.4 Declaración de si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución

17. Empleados

17.1 Número de empleados al final del período o la media para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica hasta la fecha del presente capítulo (y las variaciones de ese número si son importantes) y, si es posible y reviste importancia, un desglose de las personas empleadas por categoría principal de actividad y situación geográfica. Si el emisor emplea un número significativo de empleados eventuales, incluir datos sobre el número de empleados eventuales por términos medio durante el ejercicio más reciente

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones. Con respecto a cada persona mencionada en los apartados 14.1.1 y 14.1.2, proporcionar información de su tenencia de participaciones del emisor y de toda opción sobre tales acciones a partir de la fecha practicable más reciente

17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor

18. Accionistas Principales

18.1 En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, el nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable, según el derecho nacional del emisor, en el

capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de estas personas o, en caso de no haber tales personas, la correspondiente declaración negativa

18.2 Si los accionistas principales de la Sociedad tienen distintos derechos de voto, o la correspondiente declaración negativa

18.3 En la medida en que tenga conocimiento de ello el 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

18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido de la Sociedad, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control de la Sociedad

19. Operaciones vinculadas

20. Información Financiera

20.1 Información financiera histórica

20.2 Información financiera pro forma

20.3. Estados financieros

20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual

20.5 Edad de la información financiera más reciente

20.6 Información intermedia y demás información financiera

20.7 Comentarios a la información financiera intermedia

20.8 Política de dividendos

20.9 Procedimientos judiciales y de arbitraje

20.10 Cambios significativos en la posición financiera o comercial de la Sociedad

21. Información Adicional

21.1 Capital Social

21.2 Estatutos y escritura de constitución

22. Contratos Importantes

23. Información de Terceros, Declaraciones de Expertos y Declaraciones de Interés

23.1 Cuando se incluye en el presente capítulo una declaración o un informe atribuido a una persona en calidad de experto, proporcionar en nombre de dichas persona, su dirección profesional, sus cualificaciones y, en su caso, cualquier interés importante que tenga el emisor. Si el informe se presenta a petición del emisor, una declaración a ese efecto de que se incluye dicha declaración o informe, la forma y el contexto en que se incluye, con el consentimiento de la persona que haya autorizado el contenido de esa parte del presente Folleto

23.2 En los casos en que la información proceda de un tercero, proporcionar una confirmación de que la información se ha reproducido con exactitud y que, en la medida en que el emisor tiene conocimiento de ello y puede determinar a partir de la información publicada por ese tercero, no se ha omitido ningún hecho que haría la información reproducida inexacta o engañosa. Además, el emisor debe identificar la fuente o fuentes de la información

24. Documentos Presentados

25. Información sobre Carteras

7. CAPÍTULO VII: INFORMACIÓN SOBRE LOS VALORES A EMITIR

1. Información fundamental

1.1 Declaración del capital de explotación

1.2 Capitalización y endeudamiento

1.3 Interés de las personas físicas y jurídicas participantes en la emisión

2. Información relativa a los valores que van a ofertarse

2.1 Legislación según la cual se han creado los valores

2.2 Descripción de los derechos vinculados a los valores, incluida cualquier limitación de esos derechos, y del procedimiento para el ejercicio de los mismos

2.3 Descripción de cualquier restricción sobre la libre transferibilidad de los valores

2.4 Indicación de las ofertas públicas de adquisición por terceros de la participación del emisor, que se hayan producido durante el ejercicio anterior y el actual. Debe declararse el precio o de las condiciones de canje de estas ofertas y su resultado

2.5 Por lo que se refiere al país de origen del emisor y al país o países en los que se está haciendo la oferta:

2.5.1 Régimen fiscal aplicable a la transmisión de acciones de Endesa por una contraprestación en dinero y en acciones de nueva emisión de Gas Natural

2.5.2 Régimen fiscal aplicable a las Nuevas Acciones

2.5.3 Obligaciones de información

3. Plazo, incluida cualquier posible modificación, durante en el que estará abierta la emisión y descripción del proceso de solicitud

4. Ingresos netos totales y cálculo de los gastos totales de la emisión/oferta

5. Información adicional

5.1 Si en la nota sobre los valores se menciona a los asesores relacionados con una emisión, una declaración de la capacidad en que han actuado los asesores

5.2 Indicación de otra información sobre los valores que haya sido auditada o revisada por los auditores y si los auditores han presentado un informe. Reproducción del informe o, con el permiso de la autoridad competente, un resumen del mismo

- 5.3 Cuando se incluya una declaración o un informe atribuido a una persona en calidad de experto, proporcionar el nombre de esas personas, dirección profesional, cualificaciones e interés importante en el emisor, según proceda. Si el informe se presenta a petición del emisor, una declaración a ese efecto de que se incluye dicha declaración o informe, la forma y el contexto en que se incluye, con el consentimiento de la persona que haya autorizado el contenido de esa parte de la Nota sobre los valores
- 5.4 En los casos en que la información proceda de un tercero, proporcionar una confirmación de que la información se ha reproducido con exactitud y que, en la medida en que el emisor tiene conocimiento de ello y puede determinar a partir de la información publicada por ese tercero, no se ha omitido ningún hecho que haría la información reproducida inexacta o engañosa. Además, el emisor debe identificar la fuente o fuentes de la información

ANEXOS

- ANEXO 1** Certificación del Registro Mercantil de Barcelona de fecha 4 de febrero de 2006 y certificación del Vicesecretario del Consejo sobre modificaciones estatutarias.
- ANEXO 2** Certificación del Vicesecretario del Consejo de fecha 17 de febrero sobre acuerdos del Consejo de Administración en relación con la Oferta.
- ANEXO 3** Acciones de Endesa, S.A. titularidad de administradores designados o propuestos por Gas natural en sociedades de su grupo a la fecha del Folleto y relación de operaciones.
- ANEXO 4** Detalle de las operaciones sobre acciones de Endesa realizadas por la Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (La Caixa) y las sociedades de su grupo.
- ANEXO 5**
- (a) Cuentas anuales individuales y consolidadas auditadas correspondientes al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2004; y
 - (b) Estados financieros consolidados auditados a 31 de octubre de 2005.
- ANEXO 6** Modelo de anuncio de convocatoria de Junta General Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A.
- ANEXO 7** Informe de Audihispana, S.A. de fecha 2 de febrero de 2006 a los efectos del artículo 159.1.c del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas
- ANEXO 8** Informe de Bolsa de Barcelona, S.A. de fecha de 7 de febrero de 2006 a los efectos del artículo 38 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas
- ANEXO 9** Avales respecto de la Oferta
- ANEXO 10** Modelo de anuncio de la Oferta
- ANEXO 11** Carta sobre publicidad de la Oferta
- ANEXO 12** Carta de aceptación del Agente de Picos
- ANEXO 13** Carta de aceptación de la Entidad Agente
- ANEXO 14** Carta de aceptación de BoNY
- ANEXO 15** Copias simples de sendas escrituras de elevación a público del Acuerdo con Iberdrola, S.A.
- ANEXO 16** Comunicación de 15 de noviembre de 2005 de la Comisión Europea a Gas Natural
- ANEXO 17** Notificación de 7 de noviembre de 2005 del Servicio de Defensa de la Competencia a Gas Natural y primera página sellada de la notificación de 12 de septiembre de 2005 de Gas Natural al Servicio de Defensa de la Competencia

- ANEXO 18** Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 3 de febrero de 2006.
- ANEXO 19** Autorizaciones concedidas por autoridades extranjeras de defensa de la competencia junto con las correspondientes traducciones juradas al español, en su caso
- ANEXO 20** Primera página sellada de la notificación de 12 de diciembre de 2005 de Gas Natural a la Secretaría General de la Energía y Resolución de la Secretaría General de la Energía de 30 de diciembre de 2005 comunicada a Gas Natural.
- ANEXO 21** Primera página sellada de la notificación de 6 de septiembre de 2005 de Gas Natural a la Comisión Nacional de Energía, parte dispositiva de la resolución de la Comisión Nacional de Energía de 8 de noviembre de 2005 y acuerdo del Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía de 23 de febrero de 2006.
- ANEXO 22** Informe especial de revisión sobre Información Financiera Pro-forma de Gas Natural y Endesa (balance Pro-forma a 30 de Junio de 2005 y cuenta de resultados Pro-forma para el periodo de 6 meses finalizado el 30 de junio de 2005 y para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2004)

INTRODUCCIÓN

1 **Ámbito de la presente Oferta**

La presente oferta pública de adquisición de acciones (la “**Oferta**” o la “**oferta española**”) se formula por Gas Natural SDG, S.A. (la “**Sociedad Oferente**” o “**Gas Natural**”) y se dirige a todos los titulares de acciones ordinarias de Endesa, S.A. (la “**Sociedad Afectada**” o “**Endesa**”) en los términos y condiciones previstos en el presente Folleto Explicativo (el “**Folleto**” o el “**Folleto Explicativo**”) y documentación adjunta al mismo.

Paralelamente a la presente Oferta, Gas Natural realizará una oferta en los Estados Unidos de América (la “**oferta estadounidense**”) dirigida únicamente a titulares de *American Depositary Shares* (o “**ADSs**”) Endesa y titulares estadounidenses de acciones ordinarias de Endesa, si bien estos últimos pueden optar entre acudir a la oferta española o a la oferta estadounidense. Las características principales de la oferta estadounidense y sus diferencias con la presente Oferta se describen en el apartado 5 siguiente.

Los titulares de acciones de Endesa a través del Registro de Valores Extranjeros de la Bolsa de Santiago de Chile que deseen aceptar la presente Oferta se sujetarán a los procedimientos y formalidades previstos en el presente Folleto Explicativo.

La totalidad de las acciones ordinarias de Endesa están admitidas a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, e integradas en el Sistema de Interconexión Bursátil Español (Mercado Continuo). Asimismo, las acciones de Endesa están admitidas a negociación en la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange* o “**NYSE**”) bajo la forma de ADSs, con una equivalencia de una por una, y en la Bolsa *Off Shore* (Registro de Valores Extranjeros) de Santiago de Chile.

2 **Legislación aplicable y autoridad competente**

La presente Oferta se realiza en España y se formula de conformidad con lo dispuesto en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en el Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio sobre régimen de las Ofertas Públicas de Adquisición de Valores, y demás normativa aplicable. La única autoridad competente para examinar el presente Folleto y autorizar la Oferta es la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y los términos y condiciones de la misma son los establecidos en el presente Folleto y documentación adjunta al mismo.

La oferta estadounidense está sujeta a la *United States Securities Act of 1933* (o “**Securities Act**”), la *United States Securities Exchange Act of 1934* (o “**Securities Exchange Act**”), las *Rules* (“**Reglas**”) promulgadas bajo estas normas y demás normativa aplicable. La única autoridad competente para examinar y registrar el folleto explicativo de la oferta estadounidense (el “**folleto de la oferta estadounidense**”) es la *Securities and Exchange Commission* (o “**SEC**”).

La presente Oferta no se encuentra sujeta a autorización por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (o “**SVS**”) ni por la Bolsa de Santiago de Chile.

3 **Aceptación y liquidación de la presente Oferta**

El procedimiento de aceptación y liquidación de la presente Oferta se regula en el Capítulo III del presente Folleto, el cual incorpora una descripción de las particularidades establecidas para realizar el cómputo y liquidación de las acciones correspondientes a las aceptaciones recibidas en la presente Oferta juntamente con el cómputo y liquidación de las acciones correspondientes a las aceptaciones recibidas en la oferta estadounidense.

Las entidades designadas para actuar por cuenta de la Sociedad Oferente en la presente Oferta y en la oferta estadounidense son las que se indican en el apartado 3.6 del presente Folleto Explicativo.

4 Disponibilidad del Folleto Explicativo de la Oferta

El Folleto Explicativo de la presente Oferta y la documentación complementaria que lo acompaña estarán a disposición de los accionistas de Endesa a partir del día siguiente a la publicación del primero de los anuncios a los que se refiere el artículo 18 del Real Decreto 1197/1991, en:

- los domicilios de Gas Natural (Avenida Portal de l'Àngel 20 y 22, Barcelona) y de Endesa (Calle Ribera del Loira 60, Madrid);
- los domicilios de las Sociedades Rectoras de las Bolsas de Madrid (Plaza de la Lealtad 1, Madrid), Barcelona (Paseo de Gracia 19, Barcelona), Bilbao (Calle José María Olabarri 1 Bilbao) y Valencia (Calle Libreros 2-4, Valencia);
- el domicilio de Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“La Caixa”) en calidad de Entidad Agente de la Oferta y Agente de Picos de la Oferta (Av. Diagonal 621-629, 08028 Barcelona); y
- los domicilios de la Bolsa de Nueva York (11 Wall Street - New York, USA), la Bolsa de Comercio de Santiago (La Bolsa 64 - Santiago, Chile), la Bolsa Electrónica (Huérfanos 770 - Santiago, Chile) y la Bolsa de Corredores de Valparaíso (Prat 798 - Valparaíso, Chile).

Igualmente, y como máximo en el plazo indicado anteriormente, el Folleto Explicativo y la documentación complementaria podrán consultarse en los registros públicos de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en Madrid, Paseo de la Castellana número 15, y en Barcelona, Paseo de Gracia número 19) y, únicamente el Folleto explicativo y el modelo de anuncio, en la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (www.cnmv.es), en la página web de Gas Natural (www.gasnatural.com), en la página web de Endesa (www.endesa.es) y en la página web de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (www.svs.cl).

En Chile, en el mismo plazo anteriormente mencionado, los accionistas de Endesa podrán obtener copia del Folleto Explicativo y de la documentación complementaria a través de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 - Santiago, Chile).

Finalmente, los destinatarios de la presente Oferta podrán solicitar copias del presente Folleto Explicativo por escrito o telefónicamente a través del agente de información de la Oferta designado por Gas Natural a tal efecto: GSProxibérica, S.L.U. (*a member of the Georgeson Shareholder Group*), c/ Antonio Maura, 18 (Madrid – 28014), 900 800 905 (teléfono gratuito), +39 0642171 777 (inversores institucionales extranjeros) (www.gsproxiberica.com).

5 La oferta estadounidense

Destinatarios

La oferta estadounidense se dirige únicamente a (i) titulares de ADSs de Endesa, con independencia de su nacionalidad o lugar de residencia, y a (ii) titulares estadounidenses de acciones ordinarias de Endesa (conjuntamente los “**destinatarios de la oferta estadounidense**”). De acuerdo con el folleto de la oferta estadounidense tienen la consideración de «estadounidenses» (*U.S. persons*):

- (a) las personas físicas residentes en los Estados Unidos de América;
- (b) cualquier sociedad o corporación organizada o constituida de conformidad con la legislación de los Estados Unidos de América;
- (c) cualquier patrimonio (*estate*) cuyo administrador o albacea (*executor*) sea «estadounidense»;

- (d) cualquier fideicomiso (*trust*) cuyo fideicomisario (*trustee*) sea «estadounidense»;
- (e) cualquier sucursal o agencia de una entidad extranjera establecida en los Estados Unidos de América; y
- (f) determinadas personas o entidades que tienen la consideración de «estadounidenses» de acuerdo con la Regla S bajo la Securities Act.

Los titulares estadounidenses de acciones ordinarias de Endesa pueden optar entre participar en la oferta estadounidense o en la presente Oferta (en cuyo caso no les sería de aplicación la normativa norteamericana de valores). Aquellos que decidan acudir a la oferta estadounidense no podrán participar en la presente Oferta y viceversa (con respecto a las mismas acciones). Los titulares de ADSs de Endesa que deseen participar en la presente Oferta sólo podrán hacerlo previa conversión de sus ADSs en acciones ordinarias de Endesa.

Contraprestación

Los destinatarios de la oferta estadounidense que acepten la misma recibirán como contraprestación 569 acciones ordinarias o ADSs de nueva emisión de Gas Natural y una cantidad en dólares USA equivalente a 7.340 euros (menos gastos) por cada 1.000 acciones de Endesa o por cada 1.000 ADSs de Endesa, lo que en la práctica equivale a 0,569 acciones ordinarias o ADSs de nueva emisión de Gas Natural y una cantidad en dólares USA equivalente a 7,34 euros (menos gastos) por cada acción de Endesa o ADS de Endesa, todo ello en los términos que se describen en el apartado 3.5 del presente Folleto. Los destinatarios de la oferta estadounidense pueden optar por recibir la parte de la contraprestación en valores bien en acciones ordinarias bien en ADSs de nueva emisión de Gas Natural.¹

El Consejo de Administración de Gas Natural propondrá a la Junta General de Accionistas que resuelva sobre el aumento de capital necesario para atender la contraprestación de la Oferta, solicitar la admisión a negociación de las acciones de Gas Natural, a través de ADSs, en la Bolsa de Valores de Nueva York, con una equivalencia de un (1) ADS de Gas Natural por una (1) acción de Gas Natural.

Sin perjuicio de las facultades decisorias que corresponden a la Junta General de Accionistas en relación con el citado aumento de capital y la consiguiente emisión y admisión a negociación de los ADSs, en su reunión de 23 de diciembre de 2005, el Consejo de Administración de Gas Natural ha acordado la creación de un programa de ADSs de Gas Natural. Una vez adoptados los correspondientes acuerdos de aumento de capital y emisión de nuevas acciones por la Junta General de Accionistas de Gas Natural, la entidad designada por Gas Natural como depositaria de los ADSs (*Bank of New York*) procederá a su emisión y entrega a los destinatarios de la oferta estadounidense en proporción al número de valores comprendidos en las declaraciones de aceptación que hayan optado por esta forma de contraprestación.

Términos y condiciones

Los términos de la oferta estadounidense son sustancialmente iguales a los términos de la presente Oferta y la efectividad de ambas ofertas está sujeta a las mismas condiciones, si bien la oferta

¹ Según la legislación estadounidense, un ADS es una unidad mediante la cual un accionista en Estados Unidos de América posee acciones de un emisor extranjero. Un ADS está diseñado para facilitar la tenencia de acciones en una compañía extranjera y cada ADS puede corresponder a una o más acciones del emisor. En el caso de Gas Natural SDG, S.A., cada ADS corresponderá a una (1) acción ordinaria. Un ADS puede estar representado mediante ADRs o anotaciones en cuenta. Un ADR es el título emitido por la entidad depositaria de los ADSs, el cual es entregado al inversor con el fin de que éste pueda acreditar la titularidad de los ADSs que posee.

estadounidense está además sujeta a la efectividad y liquidación de la oferta española. Por el contrario, la oferta española no está en modo alguno condicionada a la efectividad o liquidación de la oferta estadounidense. No obstante lo anterior, la oferta estadounidense y la presente Oferta difieren en los siguientes aspectos:

- (a) los titulares de acciones ordinarias de Endesa que no tengan la consideración de «estadounidenses», no tienen derecho a participar en la oferta estadounidense;
- (b) las aceptaciones cursadas en la oferta estadounidense son libremente revocables en cualquier momento anterior a la finalización del plazo de aceptación de conformidad con la legislación estadounidense, a diferencia de las aceptaciones cursadas en la presente Oferta, las cuales son irrevocables excepto en los supuestos expresamente previstos en el Real Decreto 1197/1991;
- (c) los destinatarios de la oferta estadounidense recibirán en dólares USA el equivalente en euros a la parte de la contraprestación en dinero, según el tipo de cambio euro/dólar USA aplicable en la fecha de liquidación de la Oferta, en los términos descritos en el apartado 3.5 del presente Folleto; y
- (d) los destinatarios de la oferta estadounidense pueden optar por recibir la parte de la contraprestación en valores bien en acciones de nueva emisión de Gas Natural bien en ADSs de nueva emisión de Gas Natural.

Adicionalmente, determinadas diferencias existentes entre las legislaciones española y estadounidense (fundamentalmente las descritas en el apartado 3.5 del capítulo III del presente Folleto) podrían dar lugar a diferencias en los periodos de aceptación y fechas de liquidación de la oferta española y de la oferta estadounidense. Por ello, y aun cuando Gas Natural ha previsto que los plazos de aceptación y fechas de liquidación de la oferta española y de la oferta estadounidense sean coincidentes, cabe la posibilidad de que la oferta española finalice y se liquide con anterioridad a la oferta estadounidense o que, incluso en el caso de liquidación simultánea, los destinatarios de la oferta española que acepten la misma reciban la contraprestación con anterioridad a los destinatarios de la oferta estadounidense. Por el contrario, no es posible que la oferta estadounidense concluya y se liquide con anterioridad a la oferta española al estar la oferta estadounidense condicionada a la efectividad y liquidación de la oferta española.

No obstante lo anterior, las eventuales diferencias en los plazos de aceptación y fechas de liquidación de la oferta española y de la oferta estadounidense no conllevarán una modificación de los términos y condiciones esenciales de la presente Oferta o de la oferta estadounidense descritos respectivamente en el presente Folleto y en el folleto de la oferta estadounidense.

Documentación

Para la realización de la oferta estadounidense Gas Natural registrará con la SEC un formulario F-4 (*Registration Statement on Form F-4*), comprensivo del folleto de la oferta estadounidense (*U.S. Prospectus*), así como un apéndice o suplemento TO (*Schedule TO*). Conjuntamente con el registro de la oferta estadounidense, Gas Natural procederá al registro de las acciones y ADSs de nueva emisión de Gas Natural mediante los formularios de registro F-6 y 8A (*Form F-6 and 8A*), descriptivos de las características de los valores que se emiten.

Como se indica en el apartado 3.5 del presente Folleto, el plazo de aceptación de la oferta estadounidense comenzará después del registro público del formulario F-4. Gas Natural tiene previsto solicitar a la SEC la “declaración de efectividad” de dicho formulario F-4 (“*declaration of effectiveness of the registration statement*”) con efectos desde el inicio del plazo de aceptación de la oferta estadounidense, aun cuando el plazo de aceptación de la oferta estadounidense puede iniciarse sin la previa declaración de efectividad una vez el formulario F-4 esté completo.

Gas Natural difundirá una nota de prensa en los Estados Unidos de América confirmado la fecha de registro e informando de la contraprestación ofrecida y del plazo de duración de la oferta estadounidense.

Si se modificaran los términos de la oferta estadounidense con posterioridad, o fuera preciso por otra causa distribuir un suplemento al folleto de la oferta estadounidense en algún momento con anterioridad a la finalización del plazo de aceptación de la oferta estadounidense, sería necesario que la SEC nuevamente declarase efectiva la documentación registrada al efecto con la SEC para poder finalizar y liquidar la oferta estadounidense. Por el contrario, si la SEC no declarase la efectividad del formulario al tiempo de su registro, aun cuando ello no impedirá el inicio del plazo de aceptación de la oferta estadounidense, hará necesario que la SEC declare dicha efectividad posteriormente y con anterioridad a la finalización de dicho plazo de aceptación para poder liquidar la oferta estadounidense.

El folleto de la oferta estadounidense será publicado en el apartado correspondiente a Endesa de la página de internet de la *Securities Exchange Commission* (www.sec.gov). Adicionalmente, conforme a la Regla 14d-5 de la Securities Exchange Act, Gas Natural solicitará a Endesa que o bien envíe los materiales del folleto de la oferta estadounidense directamente a aquellos de sus accionistas que sean destinatarios de la oferta estadounidense o bien remita a la propia Gas Natural el listado de sus accionistas para que sea Gas Natural quien haga llegar los materiales del folleto de la oferta estadounidense a los destinatarios de la misma.

No existen, a juicio de Gas Natural, diferencias relevantes entre la información contenida en el presente Folleto y la contenida en la documentación que Gas Natural registrará con la SEC, sin perjuicio de las distintas formalidades exigidas por la legislación respectivamente aplicable a la presente Oferta y la oferta estadounidense. No obstante lo anterior, la SEC podría solicitar la incorporación de información adicional al formulario F-4 entre la fecha de su registro inicial y la finalización del plazo de aceptación de la oferta estadounidense.

En caso de que el proceso de registro de la oferta estadounidense diese lugar a alguna modificación que conllevara una diferencia relevante entre la oferta estadounidense y la oferta española, Gas Natural se compromete a ponerlo en conocimiento de la Comisión Nacional del Mercado de Valores para, en su caso, proceder en la forma que ésta determine.

Régimen de exenciones

De acuerdo con la información pública disponible, incluyendo la facilitada por Endesa, a través de su página web y otros registros públicos, Gas Natural ha estimado que el número de acciones ordinarias de Endesa (incluyendo acciones representadas por ADSs) poseídas por «estadounidenses» puede ser superior al 10% e inferior al 40% del capital social de Endesa, por lo que la oferta estadounidense puede acogerse al régimen de exención parcial previsto en la Regla 14-1(d) bajo la Exchange Act (*Tier II relief*).

Bajo *Tier II* la oferta se rige por los requisitos procedimentales y de información aplicables con carácter general a las ofertas sujetas a la legislación estadounidense, si bien dicho régimen exime al oferente de determinadas obligaciones del régimen general dispuesto en la normativa de valores estadounidense, y en especial en relación con la posibilidad de dividir la oferta en dos ofertas (una dirigida a titulares estadounidenses y otra dirigida a titulares no estadounidenses), siempre y cuando el oferente cumpla con los requisitos establecidos por este régimen especial y, en su caso, obtenga las oportunas exenciones por parte de la SEC.

En relación con lo anterior, Gas Natural ha solicitado de la SEC las siguientes exenciones para la realización separada y paralela de la oferta estadounidense:

- (a) no aplicación de las disposiciones de la Regla 14d-10(a)(1) bajo la Exchange Act (que dispone que sólo es posible realizar una oferta pública de adquisición si a la misma pueden acudir todos los titulares de valores a los que se dirige la oferta), para permitir a Gas Natural realizar ambas

ofertas de forma paralela y separada (*dual offer structure*) de manera que la oferta estadounidense se dirija a todos los titulares de ADSs de Endesa, con independencia de su lugar de residencia, y a todos los titulares estadounidenses de acciones ordinarias de Endesa, y la oferta española se dirija a todos los titulares de acciones ordinarias de Endesa (incluidos titulares estadounidenses);

- (b) no aplicación de las disposiciones de la Regla 14e-5 bajo la Exchange Act (que prohíbe que, en el ámbito de una oferta pública de adquisición, el oferente o cualquier persona vinculada al oferente adquiera valores, o instrumentos convertibles o canjeables en valores, a los que se dirige la oferta al margen del procedimiento establecido en la propia oferta), para permitir que Gas Natural pueda adquirir acciones ordinarias de Endesa en la presente Oferta con posterioridad al anuncio de la oferta estadounidense y antes de la finalización del plazo de aceptación de la oferta estadounidense (es decir, para en su caso poder liquidar la oferta española con anterioridad a la oferta estadounidense);
- (c) no aplicación de las disposiciones de la Sección 14(d)(5) de la Exchange Act (que permite revocar las aceptaciones cursadas en una oferta en cualquier momento a partir del sexagésimo (60) día siguiente a la fecha de inicio del plazo de aceptación de dicha oferta), para que las aceptaciones cursadas en la oferta estadounidense no puedan ser revocadas con posterioridad a la fecha de finalización del plazo de aceptación de la misma; y
- (d) no aplicación de las disposiciones de la Regla 14d-4(d)(2) bajo la Exchange Act (conforme a la cual debe reabrirse el plazo de aceptación de una oferta por un periodo adicional de cinco (5) días hábiles en caso de renuncia del oferente a la condición de aceptación mínima con posterioridad a la finalización del plazo inicial de aceptación de dicha oferta), para permitir que Gas Natural pueda renunciar a la condición de aceptación mínima con posterioridad a la finalización del plazo de aceptación de la oferta estadounidense sin necesidad de reabrir éste o extender el derecho de los destinatarios de la oferta estadounidense a revocar sus aceptaciones.

En caso de que Gas Natural estimara que existe la posibilidad de que renuncie al límite mínimo de aceptaciones con posterioridad a la finalización del plazo de aceptación de la oferta estadounidense, a fin de acogerse a los beneficios de la exención solicitada, Gas Natural publicará un anuncio en prensa en los Estados Unidos de América con al menos cinco (5) días hábiles de antelación a la fecha de finalización del plazo de aceptación de la oferta estadounidense, indicando que dicha renuncia podría tener lugar y, en tal caso, el porcentaje mínimo de capital a partir del cual Gas Natural estaría dispuesto a renunciar. En todo caso, la publicación de dicho anuncio en los Estados Unidos de América, del que se proporcionará copia a la Comisión Nacional del Mercado de Valores para su difusión como hecho relevante, no prejuzga la decisión final de Gas Natural, que podrá optar eventualmente por no renunciar a la condición del límite mínimo de aceptaciones previsto en el apartado 2.7 del presente Folleto.

Gas Natural tiene previsto obtener de la SEC las exenciones solicitadas con anterioridad al inicio de la oferta estadounidense. No obstante lo anterior, la obtención de las citadas exenciones de la SEC y el inicio de la oferta estadounidense son independientes de la obligación de publicación de los anuncios de la presente Oferta por lo que el plazo de aceptación de la oferta española comenzará con la publicación del primero de los anuncios a que se refiere el artículo 18 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, en el plazo máximo de cinco días hábiles una vez notificada a la Sociedad Oferente la autorización de la presente Oferta por la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

La información anterior constituye únicamente un resumen de determinados aspectos de la oferta estadounidense y del folleto de la oferta estadounidense, y el mismo sólo tiene por objeto poner de manifiesto las características principales de la oferta estadounidense y sus diferencias con la presente Oferta, sin que en ningún caso pueda entenderse que dicha información sustituye, modifica o altera la información contenida en el folleto de la oferta estadounidense.

6 Otras informaciones

El día 6 de septiembre de 2005, el día hábil siguiente a la presentación de la Oferta ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores, Gas Natural (i) registró en la SEC una traducción al inglés del hecho relevante difundido en España el día 5 de septiembre de 2005 en relación con la formulación de la presente Oferta y (ii) publicó en Chile, en los diarios El Mercurio y La Segunda, un aviso de intención de toma de control de Endesa al que se adjuntaba igualmente copia del mencionado hecho relevante.

Desde esa fecha Gas Natural ha venido registrando con la SEC todos los hechos relevantes, notas de prensa y otras comunicaciones difundidos por Gas Natural en relación con la Oferta a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y de su propia página web. Asimismo, se ha proporcionado a la SVS copia de todos los hechos relevantes y otras comunicaciones difundidos por Gas Natural en España en relación con la Oferta a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

7 Otras jurisdicciones

La presente Oferta se dirige a todos los titulares de acciones de Endesa cualquiera que sea su nacionalidad o residencia, si bien el presente Folleto y su contenido no constituyen una realización o difusión de la Oferta en una jurisdicción distinta de las expresamente previstas en el mismo o en donde su formulación o difusión pudiera resultar ilegal. En consecuencia, el presente Folleto y sus anexos no se remitirán por correo, ni de ninguna otra manera se distribuirán o enviarán a cualquier jurisdicción o territorio en el cual esta Oferta pudiera resultar ilegal o donde se exigiese el registro de documentación adicional al presente Folleto, y las personas que reciban los mencionados documentos no podrán distribuirlos ni enviarlos a las citadas jurisdicciones o territorios. En particular, el presente Folleto y sus anexos no serán distribuidos mediante el sistema postal de los Estados Unidos o de cualquier otra forma o medio enviados o distribuidos a, en o hacia los Estados Unidos de América, excepción hecha de los ejemplares del Folleto que serán remitidos a la Bolsa de Nueva York en cumplimiento de lo previsto en el artículo 18 del Real Decreto 1197/1991. El presente Folleto no es un documento de oferta ni constituye una oferta de venta o una solicitud u oferta de compra de valores en los Estados Unidos de América.

8 Factores de riesgo

Dado que la contraprestación de la presente Oferta es mixta, dinero y acciones de nueva emisión de Gas Natural, antes de adoptar la decisión de invertir en las acciones objeto de entrega en la Oferta deben tenerse en cuenta, entre otros, los factores de riesgo que se enumeran en el Capítulo V del presente Folleto, que podrían afectar al negocio, los resultados o la situación financiera del Grupo Gas Natural tras la consumación de la Oferta.

CAPITULO I

ELEMENTOS SUBJETIVOS DE LA OFERTA

1.1 Denominación, domicilio y capital social de la Sociedad Afectada

La sociedad afectada por la Oferta es Endesa, S.A., sociedad anónima española, con domicilio social en la ciudad de Madrid, calle Ribera del Loira número 60 y provista de C.I.F. número A-28023430.

La Sociedad Afectada fue constituida mediante escritura autorizada el día 18 de noviembre de 1944 por el Notario de Madrid don Rafael López de Haro y Moya, bajo la denominación de Empresa Nacional de Electricidad, S.A., y se encuentra inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al Tomo 323, Folio 1 y Hoja número M-6405.

El capital social de la Sociedad Afectada es de mil doscientos setenta millones quinientos dos mil quinientos cuarenta euros y cuarenta céntimos de euro (1.270.502.540,40 €), representado por 1.058.752.117 acciones de un euro y veinte céntimos de euro (1,20 €) de valor nominal cada una de ellas, pertenecientes a una única clase y serie. La totalidad de las acciones están íntegramente suscritas y desembolsadas, encontrándose representadas mediante anotaciones en cuenta e inscritas en el Registro Central de la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (“Iberclear”).

La Sociedad Afectada tiene la totalidad de sus acciones admitidas a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, e integradas en el Sistema de Interconexión Bursátil Español (Mercado Continuo) (en adelante asimismo referido como “SIBE”). Las acciones de Endesa forman parte además del índice Ibex 35 y en particular del Ibex Utilities. Asimismo, de conformidad con el Informe Anual de Gobierno Corporativo de Endesa del ejercicio 2005 publicado en la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, las acciones de Endesa están admitidas a cotización en la Bolsa de Nueva York bajo la forma de American Depositary Shares (ADSs), representadas en American Depositary Receipts (ADRs), con una equivalencia de una por una, ascendiendo su número, a 31 de diciembre de 2005, a 22.676.060 títulos. Por otro lado, las acciones de Endesa están admitidas a negociación en la Bolsa "Off Shore" (Registro de Valores Extranjeros) de Santiago de Chile, en la que se encuentran registradas aproximadamente 1.800 acciones ordinarias de Endesa.

1.2 Denominación, domicilio y objeto social de la Sociedad Oferente

La presente Oferta se formula por Gas Natural SDG, S.A.

Gas Natural es una sociedad anónima, de nacionalidad española, con domicilio social en la ciudad de Barcelona, avenida Portal de l'Àngel número 20 y 22 y provista de C.I.F número A-08015497.

La Sociedad Oferente fue constituida en Barcelona ante los Notarios D. José Manuel Planas Compte y D. Jaime Burguerol mediante escritura pública de 28 de enero de 1843 e inscrita en el Registro Mercantil de Barcelona, al Tomo 22.147, Folio 147 y Hoja B-33172. El Código ISIN (número internacional de identificación del valor) de las acciones de Gas Natural es el ES0116870314.

El capital social de la Sociedad Oferente es de cuatrocientos cuarenta y siete millones setecientos setenta y seis mil veintiocho euros (447.776.028 €), representado por 447.776.028 acciones de un euro (1 €) de valor nominal cada una de ellas, pertenecientes a una sola clase y serie. La totalidad de las acciones están íntegramente suscritas y desembolsadas, encontrándose representadas mediante anotaciones en cuenta e inscritas en Iberclear. No obstante, está previsto que la Sociedad Oferente aumente su capital mediante la emisión de hasta 602.429.955 Nuevas Acciones (tal como se define

dicho término en el apartado 2.2.1 del presente Folleto) para atender parte de la contraprestación de la Oferta, según se indica en el apartado 2.2.2 del presente Folleto.

El objeto social de Gas Natural, conforme resulta del artículo 2 de sus Estatutos Sociales, es el siguiente:

“2.1. La Sociedad tiene por objeto:

a) El suministro, producción, conducción y distribución de cualquier tipo de gas combustible, así como las actividades de regasificación, licuefacción y almacenamiento de gases combustibles.

b) Las diversas explotaciones industriales que tengan por objeto la obtención de materias primas, la fabricación de los aparatos y utensilios empleados por la Sociedad, y de todos aquellos que, vendidos o alquilados a los particulares, puedan fomentar el consumo del gas y las industrias que tengan por objeto sacar el mejor provecho posible de los productos secundarios.

c) La investigación y explotación de otras energías obtenidas por medio del gas y de otras energías alternativas.

d) La prestación de servicios de asesoramiento e ingeniería en todo tipo de proyectos relacionados con los recursos energéticos.

e) La adquisición por cualquier título de acciones, participaciones sociales, obligaciones, bonos, derechos de preferente suscripción, créditos y cupones de cualquier Sociedad o negocio y obtener y administrar los rendimientos propios de los mismos.

2.2. Las actividades integrantes del objeto social podrán ser desarrolladas, total o parcialmente, de modo indirecto mediante la titularidad de acciones o participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo.”

Se adjunta como **Anexo 1** certificación del Registro Mercantil de Barcelona acreditativa de la constitución y existencia de la Sociedad Oferente y del texto de sus estatutos sociales vigentes, así como una certificación del Vicesecretario del Consejo de Administración de la Sociedad Oferente sobre la inexistencia de modificaciones estatutarias posteriores a las reflejadas en la certificación del Registro Mercantil. La Sociedad Oferente tiene la totalidad de sus acciones admitidas a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, e integradas en el SIBE. Las acciones de Gas Natural forman parte además del índice Ibex 35 y en particular del Ibex Utilities.

Por otra parte, de acuerdo con la Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE, así como para racionalizar la estructura societaria del grupo Gas Natural, e incrementar la calidad y eficiencia en la prestación de sus servicios, la Junta General de Accionistas de Gas Natural de 14 de abril de 2004 autorizó y delegó en el Consejo de Administración la realización de cuantas actuaciones fueran necesarias para la segregación de las ramas de distribución y transporte de gas integradas hasta el momento en la propia Gas Natural. El Consejo de Administración de Gas Natural aprobó en su reunión del día 30 de septiembre de 2005 los correspondientes proyectos para la segregación de las actividades de distribución y transporte secundario de gas natural mediante el traspaso en bloque de las mismas a sus filiales Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L., respectivamente.

Dicho traspaso se ha materializado mediante sendas ampliaciones de capital de Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L., cuyo contravalor consistió en la aportación no dineraria de todos los activos y pasivos de Gas Natural que conforman las ramas de actividad de distribución y transporte secundario. Como contrapartida a dichas aportaciones, Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L. emitieron acciones con prima de emisión por valor total de 1.100 millones de euros y 52 millones de euros, respectivamente, que fueron suscritas y desembolsadas íntegramente por Gas Natural.

La aportación de las ramas de actividad de distribución y transporte, se ha realizado con efectos 1 de octubre de 2005. Esto ha supuesto para Gas Natural SDG, S.A. una disminución del Inmovilizado Material en 2.064 Millones de euros, un aumento del Inmovilizado Financiero en 1.824 Millones de euros (participaciones: 1.152, préstamos: 672) y una disminución de la partida de ingresos a distribuir en varios ejercicios y de otras partidas por importe de 240 millones de euros)

La segregación de actividades descrita en los párrafos anteriores fue autorizada el 8 de noviembre de 2005 por la Comisión Nacional de Energía mediante la misma resolución por la que ésta autorizó, con sujeción a determinadas condiciones y en ejercicio de la función 14 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la toma de participación de Gas Natural en Endesa resultante de la presente Oferta, que se indica en el apartado 4.4.2 siguiente.

Se hace constar que esta operación de segregación de actividades no tiene ningún efecto sobre los estados financieros consolidados del Grupo Gas Natural, ya que la aportación se ha realizado por sus valores contables.

1.3 Entidades que pertenecen al grupo de la Sociedad Oferente, con indicación de su estructura

La Sociedad Oferente es la sociedad matriz de un grupo de sociedades a los efectos de lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores y del artículo 42 del Código de Comercio. Además, la Sociedad Oferente no pertenece a grupo alguno en el sentido de los citados artículos, ni ninguna persona, física o jurídica, aislada o conjuntamente, ejerce o puede ejercer el control de Gas Natural de acuerdo con los referidos artículos. Las referencias al término “**Grupo**” en este Folleto Explicativo se entenderán referidas a lo dispuesto en los mencionados artículos.

En el apartado 7.2 del Capítulo VI del presente Folleto se incluye la relación de las filiales más significativas de la Sociedad Oferente a 31 de octubre 2005, sin que a fecha del presente Folleto se haya producido variación significativa alguna. A pesar de que Enagas, S.A. no forma parte de dicha relación, se hace constar que la participación de Gas Natural en dicha sociedad a 7 de febrero de 2006 ha disminuido a aproximadamente a un 11,20% desde el 15,33% del que era titular a 31 de octubre de 2005.

A la fecha del presente Folleto Explicativo, los principales accionistas de Gas Natural son:

Accionistas de Gas Natural antes de la Oferta

Gas Natural	Participación	Acciones (m)
La Caixa ¹	33,06%	148,0
Repsol YPF ²	30,85%	138,1
Caixa Catalunya	3,03%	13,6
Suez ³	5,00%	22,4
Chase Nominees ⁴	5,04%	22,6
Minoritarios de Gas Natural	23,02%	103,1
Total	100,00%	447,8

¹ Según ha informado La Caixa a Gas Natural, La Caixa ostenta su participación en Gas Natural a través de Caixa Holding, S.A. (32,86%) y Caixa de Barcelona Seguros de Vida, Sociedad Anónima de Seguros y Reaseguro (0,20%). Además de estas participaciones, Invercaixaholding, S.A. es titular además de 137.781 contratos de compra (*call*) sobre acciones de Gas Natural contratados el 24 de mayo de 2002, con vencimiento el 14 de marzo del 2006, para cubrir la venta del mismo número de acciones de venta (*put*) a la propia Gas Natural, con el objeto de cubrir un plan de acciones de Gas Natural con sus directivos. En caso de ejercicio de los contratos de compra (*call*), la participación de La Caixa en Gas Natural ascendería a 33,09%.

² Ostenta su participación de manera directa (24,23%) y a través de Repsol Exploración, S.A. (1,69%) y Repsol Petróleo, S.A. (4,93%).

³ Ostenta su participación a través de HISUSA (participada por Suez, S.A. -a través de una sociedad filial- al 51%, y por "la Caixa" -a través de una sociedad filial- al 49%). HISUSA tiene un Consejo de Administración de composición paritaria en virtud de un pacto entre sus dos socios.

⁴ Chase Nominees figura en su calidad de banco custodio o entidad depositaria de valores. Al actuar por cuenta de sus clientes y no en representación propia, tiene la consideración de persona interpuesta a los efectos del Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo.

Consejo de Administración de Gas Natural. Acuerdo entre La Caixa y Repsol YPF

A la fecha del presente Folleto, la Sociedad Oferente está administrada por un Consejo de Administración compuesto por los siguientes diecisiete (17) miembros:

Consejeros	Naturaleza del cargo
PRESIDENTE: GABARRÓ SERRA, Salvador	Ejecutivo ¹
VICEPRESIDENTE: BRUFAU NIUBÓ, Antonio	Dominical ²
CONSEJERO DELEGADO: VILLASECA MARCO, Rafael	Ejecutivo ²
CONSEJEROS: ALCÁNTARA-GARCÍA IRAZOQUI, Enrique ARCAS ROMEU, José CAIXA D'ESTALVIS DE CATALUNYA Representada por José María Loza Xuriach COBO COBO, Santiago FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA, Nemesio JOVÉ VINTRÓ, José Luis KINDER ESPINOSA, Carlos LÓPEZ ACHURRA, Emiliano LOSADA MARRODÁN, Carlos RAMÍREZ MAZARREDO, Fernando SOLANA GÓMEZ, Guzmán VALLS MASEDA, Miguel VEGA DE SEOANE AZPILICUETA, Jaime VILARASAU i SALAT, Josep	Dominical ¹ Independiente Dominical Independiente Dominical ² Dominical ¹ Dominical ¹ Independiente Independiente Dominical ² Ejecutivo ^{2 y 3} Independiente Independiente Dominical ¹
SECRETARIO NO CONSEJERO: vacante	
VICESECRETARIO NO CONSEJERO: CAÑELLAS VILALTA, Felipe	

⁽¹⁾ Designado a propuesta de LA CAIXA

⁽²⁾ Designado a propuesta de REPSOL YPF

⁽³⁾ Designado a propuesta de REPSOL YPF. No obstante, figura como ejecutivo conforme a lo dispuesto en la Circular 1/2004 de la CNMV en la medida en que mantiene una relación laboral ordinaria con Gas Natural en calidad de Asesor de la Alta Dirección.

La composición de la Comisión Ejecutiva del Consejo de Administración de Gas Natural a la fecha del presente Folleto es la siguiente:

PRESIDENTE GABARRÓ SERRA, Salvador	Ejecutivo ¹
VOCALES BRUFAU NIUBÓ, Antonio VILLASECA MARCO, Rafael COBO COBO, Santiago JOVÉ VINTRÓ, José Luis KINDER ESPINOSA, Carlos LOSADA MARRODÁN, Carlos SOLANA GÓMEZ, Guzmán	Dominical ² Ejecutivo ² Independiente Dominical ¹ Dominical ¹ Independiente Ejecutivo ^{2 y 3}
SECRETARIO (Vacante)	
VICESECRETARIO CAÑELLAS VILALTA, Felipe	

⁽¹⁾ Designado a propuesta de LA CAIXA

⁽²⁾ Designado a propuesta de REPSOL YPF

⁽³⁾ Designado a propuesta de REPSOL YPF. No obstante, figura como ejecutivo conforme a lo dispuesto en la Circular 1/2004 de la CNMV en la medida en que mantiene una relación laboral ordinaria con Gas Natural en calidad de Asesor de la Alta Dirección.

Repsol YPF, S.A. (**Repsol YPF**) y La Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("La Caixa") (**La Caixa**) suscribieron el 11 de enero de 2000 un acuerdo de accionistas en relación con Gas Natural, más tarde novado con fecha 16 de mayo de 2002. Con fecha 16 de diciembre de 2002 y 20 de junio de 2003, Repsol YPF y La Caixa suscribieron dos addenda a la novación del acuerdo de 11 de enero de 2000, en virtud de los cuales acordaron lo siguiente:

- (i) Repsol YPF y La Caixa preservarán en todo momento los principios de transparencia, independencia y profesionalidad en la gestión de Gas Natural mediante el mantenimiento del control conjunto sobre dicha compañía a través de su permanencia estable en su accionariado.
- (ii) El Consejo de Administración de Gas Natural estará constituido por diecisiete miembros, cinco nombrados a propuesta de Repsol YPF, cinco más nombrados a propuesta de La Caixa, un consejero en representación de Caixa Catalunya y seis consejeros independientes propuestos de manera conjunta por La Caixa y Repsol YPF. Repsol YPF y La Caixa votarían, además, a favor de los nombramientos propuestos por el otro.
- (iii) De entre los consejeros propuestos por cada una de las partes La Caixa propondrá a quien haya de ostentar la condición de Presidente del Consejo de Administración y Repsol YPF al Consejero Delegado. Los consejeros de Repsol YPF y La Caixa votarían a favor de los nombramientos propuestos por cada uno para estos cargos.
- (iv) La Comisión Ejecutiva del Consejo de Administración de Gas Natural estará compuesta por 8 miembros, de los cuales tres serán elegidos de entre los consejeros propuestos por Repsol YPF incluyendo al Consejero Delegado, tres de entre los propuestos por La Caixa incluyendo al Presidente y los otros dos de entre los consejeros independientes.
- (v) Conforme a los principios señalados en el apartado (i) anterior, las partes, de buena fe y atendiendo exclusivamente al interés de Gas Natural, consensuarán, previamente a su sometimiento al Consejo de Administración de Gas Natural el Plan estratégico de Gas Natural, que incluirá todas las decisiones que afecten a las líneas fundamentales de la estrategia de la sociedad: su estructura organizativa, el presupuesto anual, las operaciones de concentración y la enajenación y la adquisición de activos que sean sustanciales en las líneas de desarrollo estratégico de Gas Natural.

Salvo acuerdo contrario entre las partes, este acuerdo finalizará automáticamente si La Caixa o Repsol YPF en cualquier momento tuvieran una participación inferior al 15% en Gas Natural.

Según ha sido informado Gas Natural, La Caixa tiene intención de mantener los pactos con Repsol YPF sobre sus presupuestos jurídicos iniciales en la medida en que resulte posible, y ello sin perjuicio de que los mismos pudieran tener que reflejar nuevas circunstancias como, por ejemplo, (i) la dilución de Repsol YPF y La Caixa que variará en función del grado de aceptación de la OPA, (ii) la posible incorporación al proyecto de otros accionistas de referencia, y (iii) la sumisión de Gas Natural, en caso de éxito de su OPA, a la supervisión de nuevos reguladores como el del mercado de valores estadounidense.

En este sentido, no existe previsión específica que permita a La Caixa concretar si una vez finalizada la Oferta se mantendrá el gobierno de Gas Natural y las líneas de actuación industrial de ésta en los términos que resultan de las estipulaciones contenidas en el acuerdo suscrito con Repsol YPF.

La Caixa también ha informado a Gas Natural de que la sumisión, en su caso, de Gas Natural a la supervisión de nuevos reguladores (como la *Securities Exchange Commission* estadounidense) podría tener efectos en el acuerdo accionarial e industrial suscrito por La Caixa y Repsol YPF en relación con Gas Natural. A pesar de no poder concretarse a la fecha del presente Folleto, estos efectos podrían consistir tanto en la terminación del acuerdo actualmente existente entre ambas sociedades como en la modificación del mismo atendiendo a las exigencias de las autoridades regulatorias y/o del mercado de valores.

En todo caso, La Caixa ha manifestado a Gas Natural su voluntad de mantener el acuerdo accionarial e industrial con Repsol YPF con las adaptaciones que en su caso fueran necesarias de acuerdo con lo señalado en los párrafos anteriores.

Por lo que respecta a Repsol YPF, esta sociedad ha manifestado a Gas Natural su voluntad de mantener el vigente acuerdo accionarial e industrial suscrito con La Caixa en relación con Gas Natural y mantener, a efectos regulatorios y de competencia, el control conjunto del nuevo grupo junto con La Caixa con las modificaciones o adaptaciones que, en su caso, fueran necesarias.

Según Repsol YPF, esta sociedad aún no ha adoptado ninguna decisión sobre las posibles modificaciones o adaptaciones de dicho acuerdo que podrían requerirse como consecuencia de la Oferta, y ello dadas las diversas circunstancias a tener en cuenta, como el grado de aceptación de la Oferta, la valoración de los órganos sociales de Gas Natural y otras circunstancias que no es posible prever en la actualidad. En todo caso, de resultar necesaria la modificación del acuerdo suscrito con La Caixa atendiendo a las circunstancias antes referidas, se propondría la correspondiente adaptación de la estructura y composición del Consejo de Administración de Gas Natural y de su Comisión Ejecutiva.

Gas Natural considera que la composición futura de sus órganos de administración vendrá determinada, en buena lógica, por la estructura accionarial resultante tras la Oferta, correspondiendo la decisión a este respecto a la Junta General de Accionistas, sin que sea descartable que, en caso de que no se produjera una aceptación significativa de la Oferta, el gobierno de Gas Natural pueda mantenerse como hasta la fecha con una mayoría de consejeros designados a propuesta de sus dos principales accionistas, "la Caixa" y Repsol YPF a partes iguales, en virtud del Acuerdo que tienen suscrito, en relación con Gas Natural.

A este respecto, "la Caixa" y Repsol YPF, como accionistas significativos de Gas Natural, han comunicado que aun cuando en el supuesto de una aceptación masiva de la OPA la ampliación de capital que comportaría llevaría a que la participación de uno de ellos o ambos descendiese del 15%, lo que en principio, supondría la finalización automática del Acuerdo, tienen intención de mantener su vigencia con las adaptaciones que fuesen menester de acuerdo con las circunstancias resultantes de la Oferta. Así pues, pudiéndose dar una dilución que sitúe la suma de los paquetes accionariales de ambos socios en torno a un 28% para un supuesto de aceptación del 100%, sería posible una variación sustancial en la estructura y composición en su consejo de administración dando entrada a otros consejeros en representación de nuevos accionistas o mediante el aumento de consejeros independientes. En este último supuesto, "la Caixa" y Repsol YPF, sumados, perderían la mayoría del Consejo de Administración.

Situación accionarial de Gas Natural tras la Oferta

En caso de que la Oferta tenga resultado positivo, y asumiendo que los accionistas de Gas Natural arriba mencionados mantienen su participación actual en esta sociedad, la participación de dichos accionistas en el capital de Gas Natural, así como la de los actuales accionistas de Endesa que se indican en el apartado 1.6.2 siguiente, prevista para unos niveles de aceptación de la Oferta del 100% y del 75%, respectivamente (tomando en consideración la dilución producida por la emisión de las Nuevas Acciones a que se refiere el apartado 2.2.2 del presente Folleto), sería la siguiente:

Accionistas de Gas Natural después de la Oferta

Nivel de aceptación	100%
----------------------------	-------------

Gas Natural	% de participación	Acciones (m)
La Caixa ¹	14,66%	154
Repsol YPF	13,15%	138,1
Caixa Catalunya	1,29%	13,6
Suez	2,13%	22,4
Caja Madrid	5,16%	54,2
AXA	3,07%	32,2
State Street Bank and Trust ²	2,89%	30,4
Chase Nominees ²	5,44%	57,1
Minoritarios de Gas Natural	9,82%	103,1
Minoritarios de Endesa	42,39%	445,1
Total	100,00%	1.050,2

Acciones de Gas Natural antes de la Oferta 447,8

Nuevas Acciones 602,4

Acciones de Gas Natural tras la Oferta 1.050,2

¹ De acuerdo con lo que se indica en el apartado 1.5 y 1.8 siguientes, el porcentaje de participación aquí reflejado asume que La Caixa aceptará la Oferta con su actual participación en Endesa (0,99%). En el caso de que La Caixa no sea titular de acción alguna en dicha fecha, su participación en Gas Natural tras la Oferta sería del 14,10%, mientras que la participación de los minoritarios de Endesa en esta misma compañía sería del 42,95%.

² State Street Bank and Trust y Chase Nominees figuran en su calidad de banco custodio o entidad depositaria de valores. Al actuar por cuenta de sus clientes y no en representación propia, tienen la consideración de persona interpuesta a los efectos del Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo

Nivel de aceptación	75%
----------------------------	------------

Asumiendo que la Caixa, Caja Madrid, AXA, State Street Bank and Trust, Chase Nominees y un 66,17% de minoritarios aceptan la Oferta.

Gas Natural	% de participación	Acciones (m)
La Caixa ¹	17,12%	154
Repsol YPF	15,35%	138,1
Caixa Catalunya	1,51%	13,6
Suez	2,49%	22,4
Caja Madrid	6,03%	54,2
AXA	3,58%	32,2
State Street Bank and Trust ²	3,37%	30,4
Chase Nominees ²	6,35%	57,1
Minoritarios de Gas Natural	11,46%	103,1
Minoritarios de Endesa	32,74%	294,5
Total	100,00%	899,6

Acciones de Gas Natural antes de la Oferta 447,8

Nuevas Acciones 451,8

Acciones de Gas Natural tras la Oferta 899,6

¹ De acuerdo con lo que se indica en los apartados 1.5 y 1.8 siguientes, el porcentaje de participación aquí reflejado asume que La Caixa aceptará la Oferta con su actual participación en Endesa (0,99%). En el caso de que La Caixa no sea titular de acción alguna en dicha fecha, su participación en Gas Natural tras la Oferta sería del 16,46%, mientras que la participación de los minoritarios de Endesa en esta misma compañía sería del 33,40%.

² State Street Bank and Trust y Chase Nominees figuran en su calidad de banco custodio o entidad depositaria de valores. Al actuar por cuenta de sus clientes y no en representación propia, tienen la consideración de persona interpuesta a los efectos del Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo

Nivel de aceptación	75%
----------------------------	------------

Asumiendo que Caja Madrid, Axa, State Street Bank and Trust y Chase Nominees (asumimos que una parte mínima de Chase Nominees acude a la Oferta para llegar al 75% de aceptación) no aceptan la Oferta, y que el 100% de minoritarios aceptan la Oferta.

Gas Natural	% de participación	Acciones (m)
La Caixa ¹	17,12%	154
Repsol YPF	15,35%	138,1
Caixa Catalunya	1,51%	13,6
Suez	2,49%	22,4
Caja Madrid	0,00%	0,0
AXA	0,00%	0,0
State Street Bank and Trust ²	0,00%	0,0
Chase Nominees ²	2,59%	23,3
Minoritarios de Gas Natural	11,46%	103,1
Minoritarios de Endesa	49,48%	445,1
Total	100,00%	899,6
Acciones de Gas Natural antes de la Oferta		447,8
Nuevas Acciones		451,8
Acciones de Gas Natural tras la Oferta		899,6

¹ El porcentaje de participación aquí reflejado asume que La Caixa aceptará la Oferta con su actual participación en Endesa (0,99 %), ya que de otro modo no se alcanzaría un nivel de aceptación de la Oferta del 75%.

² State Street Bank and Trust y Chase Nominees figuran en su calidad de banco custodio o entidad depositaria de valores. Al actuar por cuenta de sus clientes y no en representación propia, tienen la consideración de persona interpuesta a los efectos del Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo

La Caixa ha informado a Gas Natural de que su intención es mantenerse como accionista de referencia de Gas Natural y del nuevo grupo que pueda resultar tras la Oferta aunque su participación podría estar en torno al 15% del capital resultante, que es la dilución que alcanzaría su participación actual del 33,06% en caso de aceptación de la oferta al 100%. La Caixa no ha adoptado decisiones sobre el mantenimiento e incremento, en su caso, de dicha participación en la medida en que tales decisiones dependerán de las circunstancias que se produzcan en cada momento, como puede ser la existencia de otros accionistas significativos futuros.

En todo caso, según ha sido informado Gas Natural, la Comisión Ejecutiva de La Caixa de 22 de septiembre de 2005 aprobó, a la vista del informe de la Comisión de Inversiones, la posibilidad de adquirir hasta un máximo de 400 millones de euros en acciones de Gas Natural (aproximadamente un 4% de su capital social actual), con sujeción y plena observancia, en todo momento, de los límites regulatorios de concentración de riesgos y participaciones cualificadas establecidos por la normativa de recursos propios del Banco de España, y ello sin establecer un plazo específico para la materialización, en su caso, de tal operación. La materialización o no de dicha inversión adicional dependerá de la evolución de la acción de Gas Natural en el mercado bursátil y de la situación en que quede la participación de La Caixa tras la Oferta.

Por su parte, Repsol YPF ha comunicado a Gas Natural que no ha adoptado decisión alguna sobre el volumen de participación a mantener como inversión permanente en su capital, o sobre el plazo de mantenimiento de tal inversión. Esto no obstante, la Comisión Delegada y el Consejo de Administración de Repsol YPF acordaron, con fecha 5 y 6 de septiembre de 2005, respectivamente, manifestar la posición de la sociedad favorable a la Oferta formulada por Gas Natural, con la reserva de la eventual monetización, por parte de Repsol YPF, de su participación en esta sociedad, delegando, a tal efecto, en el Presidente del consejo de administración, la facultad de emitir un instrumento financiero a través del cual pudiera realizarse dicha monetización, cuando se dieran, a

su discreción, las circunstancias oportunas para ello; y ratificar el apoyo de Repsol YPF a la Oferta, refrendando la actuación de los consejeros dominicales de Gas Natural propuestos por Repsol YPF.

Según ha sido informado Gas Natural, Repsol YPF no ha decidido si llevará a cabo o no la monetización de una parte de su inversión en Gas Natural, ni las características del posible instrumento financiero que podría utilizar en el caso de que finalmente se llevara a cabo dicha monetización. En todo caso, la posible monetización de la participación de Repsol YPF en Gas Natural no está condicionada por el grado de aceptación de la Oferta, sino que responde a otras consideraciones. En consecuencia, el Presidente del consejo de administración de Repsol YPF podría no hacer uso de dicha facultad delegada en caso de que no se dieran, a su discreción, las circunstancias oportunas para ello, o si el propio consejo de Administración adoptara otro acuerdo al respecto.

Imputación de la participación en Endesa

De acuerdo con la estructura accionarial descrita, Gas Natural ostentará, una vez liquidada la Oferta, y si ésta tiene resultado positivo, y una vez modificados los estatutos de Endesa en los términos indicados en el apartado 2.7 siguiente, el control de Endesa en los términos del artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y del artículo 42 del Código de Comercio.

Se hace asimismo constar que, a efectos de la normativa del mercado de valores, la participación significativa resultante de la presente Oferta se imputará directamente a Gas Natural, que será la única entidad que declare dicha participación, tanto directa como indirectamente.

Por lo que respecta a su participación en Endesa una vez liquidada la Oferta, Gas Natural consolidará la misma mediante el método de “integración global”.

Asimismo, La Caixa ha comunicado a Gas Natural que, por aplicación de la normativa contable internacional (NIC 28), en el caso de que la participación de La Caixa en Gas Natural se viera diluida en torno al 15% del capital resultante como consecuencia de la Oferta, está previsto que dicha participación se contabilice como "Activo Financiero Disponible para la Venta". Esto no obstante, en opinión de La Caixa, atendiendo tanto a la normativa NIIF (NIC 28) como a la normativa del Banco de España (Circular 4/2004), y teniendo en cuenta consideraciones sobre la importancia de la inversión, antigüedad en los órganos de gobierno, nivel de derechos de voto y voluntad de liderazgo accionarial estable que permitan argumentar que esta sociedad mantiene una influencia significativa en Gas Natural, podría mantenerse la integración por el “Método de Participación” respecto de su participación en Gas Natural, y ello a pesar de no alcanzar el 20% de participación económica en la misma.

Por su parte, Repsol YPF ha comunicado a Gas Natural que no se encuentra en situación de determinar a fecha del presente Folleto el método de contabilización aplicable a su participación en Gas Natural en el supuesto de que ésta se viera diluida en torno al 13% como consecuencia de la Oferta y finalmente se decidiera mantenerla, y ello por cuanto aún sería necesario conocer factores adicionales (tales como el alcance de la influencia que Repsol YPF pudiera ejercer, individual o colectivamente, sobre la gestión de Gas Natural) para hacerlo. En consecuencia, Repsol YPF podría modificar el método de consolidación de su participación en Gas Natural (que actualmente es el de participación) y pasar a consolidar la misma por el de “Activo Financiero Disponible para la Venta”.

1.4 Personas responsables del Folleto

La responsabilidad por la totalidad del contenido de este folleto explicativo es asumida por Don Rafael Villaseca Marco, mayor de edad, de nacionalidad española, con domicilio profesional en Barcelona, avenida Portal de l'Àngel número 20 y 22, y con NIF 37.256.524-C, con el cargo de Consejero Delegado de Gas Natural y actuando en nombre y representación de la Sociedad Oferente

en virtud de las facultades delegadas por su Consejo de Administración en su reunión celebrada el día 5 de septiembre de 2005, cuya certificación se acompaña como **Anexo 2**.

Don Rafael Villaseca Marco declara que los datos e informaciones que contiene este Folleto son ciertos y que no se omite ningún dato relevante ni se incluyen informaciones que induzcan a error.

Se incluye como **Anexo 2** la certificación de los acuerdos sociales adoptados por el Consejo de Administración de la Sociedad Oferente el día 5 de septiembre de 2005 relativos a la formulación de la presente Oferta.

Según dispone el artículo 92 de la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores, se hace constar que la incorporación a los registros de la Comisión Nacional del Mercado de Valores del presente Folleto Explicativo y de la documentación que lo acompaña, sólo implicará el reconocimiento de que estos documentos contienen toda la información requerida por las normas que fijan su contenido y en ningún caso determinará responsabilidad de la Comisión Nacional del Mercado de Valores por la falta de veracidad de la información en ellos contenida.

1.5 Relación de los valores de la Sociedad Afectada de los que sean titulares directa o indirectamente la Sociedad Oferente, las sociedades de su Grupo, otras personas que actúen por cuenta de, o concertadamente con, éstas, así como los miembros de los órganos de administración de cada una de ellas, con indicación de los derechos de voto correspondientes a los valores y de la fecha y precio de las operaciones realizadas en los últimos doce (12) meses

A la fecha del presente Folleto Explicativo, ni la Sociedad Oferente ni las sociedades controladas por la Sociedad Oferente son titulares de participación alguna, directa o indirecta, de forma interpuesta o concertada, en el capital social de Endesa, ni han realizado operaciones al contado o a plazo sobre acciones de la Sociedad Afectada, o instrumentos que den lugar a su adquisición o suscripción, en ningún momento comprendido entre los doce (12) meses anteriores a la presentación de la Oferta y la fecha del presente Folleto Explicativo.

Salvo por lo que se indica en el **Anexo 3**, a la fecha del presente Folleto Explicativo los administradores de Gas Natural, los administradores designados o propuestos por Gas Natural en sociedades de su Grupo, o las personas o entidades que actúen de manera concertada o por cuenta de los anteriores, no son titulares de participación alguna, directa o indirecta, en el capital social de Endesa, ni han realizado operaciones al contado o a plazo sobre acciones de la Sociedad Afectada, o instrumentos que den lugar a su adquisición o suscripción, en ningún momento comprendido entre los doce (12) meses anteriores a la presentación de la Oferta y la fecha del presente Folleto Explicativo.

Repsol YPF nos ha indicado que a la fecha del presente Folleto Explicativo, ni Repsol YPF, ni las sociedades pertenecientes al grupo de Repsol YPF son titulares de participación alguna, directa, indirectamente o de forma interpuesta o concertada, en el capital social de Endesa, ni han realizado operaciones al contado o a plazo sobre acciones de la Sociedad Afectada, o instrumentos que den lugar a su adquisición o suscripción, en los doce (12) meses anteriores a la presentación de la Oferta y hasta la fecha del presente Folleto.

Por lo que respecta a La Caixa, ésta ha indicado a Gas Natural que a fecha 5 de septiembre de 2004, ostentaba una participación de 52.975.000 acciones de Endesa (lo que representaba un 5% del capital social de la citada entidad). Esta participación se encontraba vinculada al servicio de los Bonos Canjeables por Acciones de Endesa emitidos por su filial íntegramente participada Caixa Finance BV.

La emisión de los mencionados bonos canjeables fue acordada el pasado 3 de junio de 2003 por importe de 847,6 millones de euros (52.975.235 acciones representativas del 5% del capital social de

Endesa). Dicha emisión se ofertó al Mercado Institucional Europeo, excepto el español. Conforme figura en el correspondiente folleto de emisión:

- (i) el precio de canje se fijó en 16 euros, lo que equivalía a una prima de conversión efectiva del 15,69% calculada sobre el precio de cierre de 2 de junio de 13,83 euros;
- (ii) el cupón es de 0,25% por año, pagadero el 30 de junio de cada año, siendo el primer pago el 4 de julio de 2004;
- (iii) los bonos son canjeables desde el 13 de agosto de 2003 y hasta nueve días antes del vencimiento de la emisión (3 de julio de 2006);
- (iv) la amortización tendrá lugar el tercer aniversario de la emisión contemplándose la posibilidad de amortización anticipada;
- (v) La Caixa se reserva la opción de entregar, en lugar de acciones de Endesa, una cantidad de efectivo equivalente. La Caixa puede decidir en cada momento si atiende los canjes en acciones o efectivo. Según ha sido informado Gas Natural, hasta la fecha, todas las peticiones se han atendido mediante entrega física de acciones, sin que a fecha del presente Folleto haya razones para pensar que se pueda cambiar de criterio;
- (vi) no se establecen restricciones a la disponibilidad de las acciones para la aceptación de una Oferta Pública de Adquisición sobre acciones de Endesa.

Caixa Finance, B.V. empezó a recibir peticiones de canje el 16 de junio de 2005. Dichas peticiones, de acuerdo con las condiciones del Folleto de Emisión, debían ser atendidas a partir del día 28 de junio. Dado que el pago del dividendo complementario de Endesa se produjo el 1 de julio, con la finalidad de no disminuir el porcentaje de participación en Endesa por debajo del 5% antes de esa fecha y optimizar la operación, se adquirieron acciones adicionales de Endesa hasta cubrir todas las entregas de acciones que se debían realizar con anterioridad al 1 de julio (17.650.000 acciones de Endesa). La secuencia seguida fue la siguiente:

- (i) Para poder facilitar acciones a Caixa Finance, La Caixa adquirió 18.000.000 acciones de Endesa con fecha efectiva de 28 de junio mediante contratos Equity Swap con vencimiento el 4 de julio.
- (ii) Para cubrir las peticiones de acciones de los bonistas que habían solicitado el canje, entre el 28 y el 30 de junio, Caixa Finance adquirió de La Caixa 17.650.000 acciones.
- (iii) Los contratos de Equity Swap se cancelaron mediante entrega física de acciones el 4 de julio. Para ello, La Caixa compró a Caixa Holding 17.650.000 acciones.
- (iv) Para cubrir las peticiones de acciones de los bonistas que habían solicitado el canje, a partir del 4 de julio, Caixa Holding vende a Caixa Finance las acciones de Endesa.

En este sentido, la participación inicial de La Caixa en Endesa (52.975.000 acciones representativas del 5,0% del capital de esta sociedad) se ha reducido a 17 de febrero de 2006 a 10.425.235 acciones (representativas del 0,99% del capital social de Endesa) por la entrega de títulos para atender todas las solicitudes recibidas de canje de bonos. La Caixa ostenta esta participación a través de Caixa Holding, S.A. (titular de 10.225.235 acciones de Endesa, representativas del 0,97% del capital social de esta sociedad) y Caixa de Barcelona Seguros de Vida, Sociedad Anónima de Seguros y Reaseguro (200.000 acciones de Endesa, representativas del 0,02% del capital social de esta sociedad).

Gas Natural ha sido además informado de que la sociedad VidaCaixa, S.A., de Seguros y Reaseguros es titular, a 17 de febrero de 2006, de 37.696 acciones de Endesa S.A. representativas de un 0,0036% del capital social de esta sociedad, como consecuencia de la materialización de las

provisiones matemáticas de productos de seguro conocidos como "unit linked", en los que el tomador asume el riesgo de la inversión. Según ha sido informado Gas Natural, VidaCaixa, S.A. de Seguros y Reaseguros puede aceptar la Oferta con estas acciones si, a su juicio, ésta es la mejor forma de defender los intereses de los tomadores de los mencionados "unit linked".

Se adjunta como **Anexo 4** al presente Folleto el detalle de las operaciones realizadas por La Caixa y sus filiales Caixa Holding, S.A., Caixa de Barcelona Seguros de Vida, Sociedad Anónima de Seguros y Reaseguro, Caixa Finance, B.V. y VidaCaixa, S.A. Dicho anexo contiene un detalle de las operaciones realizadas por InverCaixa Valores, S.V., S.A.U. Se trata de operaciones que obedecen a incidencias que son habituales en el negocio de la intermediación y que tienen su origen en ordenes de clientes que o bien por error de parte o por error de ejecución provoca que se asienten en sus correspondientes libros durante el día que se produce la incidencia, desapareciendo la posición normalmente el mismo día sin originar habitualmente ni beneficio ni pérdida significativa. El documento que se acompaña contiene una explicación sucinta del motivo que origina la transacción.

Las únicas acciones de Endesa titularidad directa o indirectamente o de forma interpuesta o concertada de La Caixa o las sociedades de su grupo, así como las únicas operaciones realizadas por La Caixa o sociedades de su grupo, al contado o a plazo, sobre acciones de Endesa o sobre instrumentos que den lugar a su adquisición o suscripción durante los doce meses anteriores a la presentación de la Oferta y hasta la fecha del presente Folleto son las indicadas en los párrafos anteriores del presente apartado.

Por último, y aunque cada acción de Endesa da derecho a un voto, se hace constar que de conformidad con la redacción actual del artículo 32 de los estatutos de la Sociedad Afectada, existe una limitación en cuanto a los derechos de voto que pueden ejercitarse en Junta, en virtud de la cual ningún accionista podrá ejercitar un número de votos superior al que corresponda al 10 por 100 del total del capital social con derecho a voto existente en cada momento. En este sentido, se hace constar que, de conformidad con el apartado 2.7.2 del presente Folleto, la eficacia de la presente Oferta se halla condicionada a que la Junta General de Accionistas de Endesa adopte el acuerdo de modificar el artículo 32 de los estatutos sociales de Endesa de forma que se suprima la mencionada limitación.

1.6 Valores de Endesa en poder de miembros de su Consejo de Administración, accionistas significativos de Endesa y Autocartera antes de la Oferta

1.6.1. Valores de Endesa en poder de miembros de su Consejo de Administración

De acuerdo con la información disponible en la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo de Endesa para el ejercicio 2005, los miembros del Consejo de Administración de Endesa son titulares, a la fecha del presente Folleto, de acciones representativas de su capital social en las cuantías que se indican a continuación:

Nombre	Cargo	Participación directa (Acciones)	Participación indirecta (Acciones)	Participación total	
				Acciones	%
D. Manuel Pizarro Moreno	Presidente (ejecutivo)	100.004	0	100.004	0,009
D. Rafael Miranda Robredo	Consejero Delegado (ejecutivo)	7.585	0	7.585	0,00072
D. Alberto Alonso Ureba	Independiente	0	0	0	0,00-
D. Miguel Blesa de la Parra ¹	Dominical	600	0	600	0,00006
D. José María Fernández Cuevas	Independiente	0	0	0	0,00
D. José M. Fernández Norniella	Independiente	0	0	0	0,00

Nombre	Cargo	Participación directa (Acciones)	Participación indirecta (Acciones)	Participación total	
				Acciones	%
D. Rafael González-Gallarza Morales	Independiente	3.300	0	3.300	0,00031
D. Juan Ramón Quintás Seoane	Independiente	1.525	0	1.525	0,00014
D. Manuel Ríos Navarro	Independiente	3.889	8.583	12.472	0,00118
D. Juan Rosell Lastortras	Externo	5	10.000	10.005	0,00094
D. Francisco Javier Ramos Gascón	Independiente	992	8.779	9.771	0,00092
D. Francisco Núñez Boluda	Independiente	4.000	0	4.000	0,00038
D. Alberto Recarte García-Andrade	Externo	250	21.100	21.350	0,00202
D. José Serna Masiá	Independiente	16.976	520	17.496	0,00165
TOTAL				188.108	0,01732

¹ D. Miguel Blesa de la Parra representa 95.287.691 acciones, un 9% del capital de Endesa, participación propiedad de la Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid

Por otra parte, la Sociedad Oferente no tiene conocimiento de que exista actualmente un esquema retributivo conferido por Endesa a favor de sus empleados, administradores o directivos que comprenda concesión de opciones sobre acciones de la Sociedad Afectada.

1.6.2 Accionistas significativos de Endesa

De acuerdo con la información pública disponible, se indica en el siguiente cuadro la composición accionarial de Endesa:

Accionistas de Endesa antes de la Oferta

Endesa	Participación	Acciones (m)
Caja Madrid	9,00%	95,3
La Caixa ¹	0,99%	10,5
AXA	5,35%	56,6
State Street Bank and Trust ²	5,04%	53,3
Chase Nominees ²	5,73%	60,7
Minoritarios de Endesa	73,89%	782,3
Total	100,00%	1.058,8

¹ Según se ha indicado en el apartado 1.5 anterior, a excepción de las 37.696 acciones titularidad de VidaCaixa, S.A., de Seguros y Reaseguros, estas acciones se encuentran vinculadas en su integridad al servicio de los bonos convertibles emitidos por Caixa Finance B.V.

² State Street Bank and Trust y Chase Nominees figuran en su calidad de banco custodio o entidad depositaria de valores. Al actuar por cuenta de sus clientes y no en representación propia, tienen la consideración de persona interpuesta a los efectos del Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo

1.6.3 Autocartera de Endesa

De acuerdo con el Informe de Gobierno Corporativo de la Sociedad Afectada correspondiente al ejercicio 2005 disponible en la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, a 31 de diciembre de 2005 la Sociedad Afectada no tiene acciones en autocartera.

1.7 Valores de la Sociedad Oferente en poder de la Sociedad Afectada, con indicación de los derechos de voto que les corresponda

A la fecha de este Folleto Explicativo, la Sociedad Oferente sólo tiene conocimiento de que la Sociedad Afectada es titular de 500 acciones de la Sociedad Oferente o de las sociedades de su grupo.

1.8 Acuerdos entre la Sociedad Oferente y los miembros del órgano de administración de la Sociedad Afectada; ventajas específicas que la Sociedad Oferente haya reservado a dichos miembros. Acuerdos entre la Sociedad Oferente y la Sociedad Afectada o acuerdos entre la Sociedad Oferente y los accionistas de la Sociedad Afectada.

No existe acuerdo, pacto o contrato de ninguna naturaleza, verbal o escrito, en relación con la presente Oferta o en relación con la Sociedad Afectada entre la Sociedad Oferente (o sociedades de su Grupo o sus administradores) y Endesa o las sociedades de su grupo (o los miembros de sus Consejos de Administración o sus accionistas).

Ni la Sociedad Oferente, ni las sociedades de su grupo ni sus administradores han reservado ventaja específica alguna para los miembros del Consejo de Administración de Endesa.

Tampoco existe ningún acuerdo con accionista alguno de Endesa para la aceptación de la Oferta, ni se tiene conocimiento alguno sobre la intención que puedan tener dichos accionistas sobre la aceptación de la oferta.

Como excepción a la anterior declaración, y en relación con las acciones propiedad de Caixa Holding, S.A. y Caixa de Barcelona Seguros de Vida, Sociedad Anónima de Seguros y Reaseguro relacionadas con la emisión de bonos convertibles mencionada en el apartado 1.5 anterior, Gas Natural ha sido informado por La Caixa de que, en la medida en que la cotización actual de las acciones de Endesa está un 35% por encima del valor nominal de los bonos, y que, por el momento, La Caixa está optando en las solicitudes de canje por la entrega física de títulos frente a la entrega de efectivo, es muy probable que llegado el período de aceptación de la Oferta, el porcentaje de participación de La Caixa en Endesa se haya reducido de forma muy significativa o haya desaparecido. En todo caso, si llegado el plazo de aceptación de la Oferta, La Caixa mantuviera aún una participación en el capital social de Endesa, sería razonable pensar que, bajo las mismas circunstancias, La Caixa acudiría a la Oferta con dichas acciones.

1.9 Información sobre la actividad y situación económico-financiera de la Sociedad Oferente y de su Grupo.

En el Capítulo VI del presente Folleto se incorpora información detallada de la actividad y situación económico-financiera complementaria sobre la Sociedad Oferente y su Grupo.

Se adjuntan, en calidad de **Anexo 5**, las cuentas anuales individuales y consolidadas auditadas de la Sociedad Oferente correspondientes al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2004, así como los estados financieros consolidados auditados cerrados a 31 de octubre de 2005, sin que hayan sido hechos públicos estados financieros con posterioridad a esa fecha. Las principales magnitudes de los mencionados estados financieros son las siguientes:

Datos consolidados (millones de euros)^{1 y 2}

	31-10-2005	31-12-2004	31-12-2003
Patrimonio neto atribuido a sociedad dominante	5.398,0	4.643,2	4.307,6
Cifra de negocio	6.570	6.265,8	5.628,0
Total activo	12.845	11.336,8	10.008,6
Endeudamiento neto ³	3.388 ³	2.573,6	1.869,2
Endeudamiento total ⁴	6.374	5.757,0	4.960,7
Resultados atribuibles netos	556	633,9	568,5

Datos individuales (millones de euros)

	31-12-2004	31-12-2003
Patrimonio neto	4.106,4	3.730,6
Cifra de negocio	2.127,7	2.117,4
Total activo	6.944,4	6.380,3
Endeudamiento neto ³	1.049,7	709,7
Endeudamiento total ⁴	2.396,3	2.179,1
Resultados atribuibles netos	670,2	386,0

1. La información financiera consolidada correspondiente a los ejercicios 2003 y 2004 ha sido elaborada conforme a principios de contabilidad generalmente aceptados en España ("PCGA"). La información financiera consolidada correspondiente al periodo finalizado a 31 de octubre de 2005 ha sido elaborada conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). La información financiera no consolidada de Gas Natural SDG, S.A. ha sido elaborada conforme a PCGA.

2. Datos auditados a diciembre de 2003 y de 2004 y a octubre de 2005.

3. Endeudamiento Neto = Emisiones de obligaciones y otros valores + Deudas con entidades de crédito + Otros pasivos financieros - (Efectivo y medios líquidos equivalentes / Tesorería + Inversiones financieras temporales). Los compromisos pendientes de pago se han reclasificado a provisiones.

4. Endeudamiento Total = Pasivos corrientes/ Acreedores a c/p + Pasivos no corrientes (a excepción de provisiones e ingresos a distribuir) /Acreedores a l/p.

5. La partida de instrumentos derivados, por importe de 95 millones de euros, incluye 2 millones de euros por pasivos corrientes que no tienen consideración de deuda financiera y por tanto no se incluyen en este cálculo.

Los informes de auditoría de las cuentas anuales individuales y consolidadas de la Sociedad Oferente correspondientes al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2004, así como el informe de auditoría de los estados financieros consolidados cerrados a 31 de octubre de 2005, no contienen salvedades ni indicaciones relevantes.

CAPÍTULO II

ELEMENTOS OBJETIVOS DE LA OFERTA

2.1 Valores a los que se extiende la Oferta

La presente Oferta se extiende a la adquisición del 100% de las acciones de Endesa.

El capital social de Endesa está constituido por 1.058.752.117 acciones de un euro y veinte céntimos de euro (1,20 €) de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas y representadas por medio de anotaciones en cuenta. Dichas acciones están admitidas a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, e integradas en el SIBE. Asimismo, las acciones de Endesa, S.A. están admitidas a negociación en la Bolsa de Nueva York bajo la forma de ADSs, con una equivalencia de una por una, y en la Bolsa "Off Shore" (Registro de Valores Extranjeros) de Santiago de Chile.

Los términos de la Oferta son idénticos para la totalidad de las acciones de Endesa a las que se extiende la misma, ofreciéndose para todas ellas la contraprestación señalada en el apartado 2.2 siguiente del presente Folleto.

Todas las acciones a las que se extiende la Oferta deberán ser entregadas con todos los derechos políticos y económicos que les son inherentes y deberán ser transmitidas libres de cargas, gravámenes o derechos de terceros que limiten los derechos políticos o económicos de dichas acciones o su transmisibilidad, por personas legitimadas según el registro contable, de forma que Gas Natural adquiera la propiedad irrevindicable de las acciones de Endesa de acuerdo con el artículo 9 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

Según consta en los registros públicos de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, Endesa no ha emitido derechos de suscripción, obligaciones convertibles en acciones u otros instrumentos que pudieran dar derecho directa o indirectamente a la suscripción o adquisición de acciones. Tampoco existen acciones sin voto en Endesa. En consecuencia, no existen otros valores de Endesa distintos de las acciones objeto de la presente Oferta a los que, de conformidad con la normativa aplicable, deba dirigirse la presente Oferta.

2.2 Contraprestación ofrecida por los valores

2.2.1 *Contraprestación*

La contraprestación en la presente Oferta es mixta y consta de una parte en dinero y otra en acciones de nueva emisión de Gas Natural (en adelante, las "**Nuevas Acciones**") en los términos que se indican a continuación. Dado que el valor de la parte en acciones es superior al valor de la parte en dinero, la presente Oferta consiste en una permuta. Por cada 1.000 acciones de Endesa la contraprestación ofrecida a los accionistas de Endesa que acepten la Oferta es la siguiente:

- (i) un importe en dinero igual a 7.340 euros; y
- (ii) 569 acciones de nueva emisión de Gas Natural de un euro (1 €) de valor nominal cada una de ellas.

Lo que en la práctica supone, sujeto al régimen de adquisición de picos referido en el apartado 2.2.4, una contraprestación por cada acción de Endesa de:

- (i) 7,34 euros en dinero; y

- (ii) 0,569 acciones de nueva emisión de Gas Natural de un euro (1 €) de valor nominal cada una de ellas por cada acción de Endesa.

La contraprestación total de la Oferta Pública, en el supuesto de que ésta resultara íntegramente aceptada alcanzará el importe de 7.771.240.538,78 euros en dinero y 602.429.955 Nuevas Acciones.

La contraprestación ofrecida no será objeto de ajuste como consecuencia del reparto del dividendo complementario que Gas Natural tiene previsto repartir en julio de 2006, según viene siendo su práctica habitual.

En el supuesto de que con anterioridad a la fecha de inscripción registral del aumento de capital necesario para atender la contraprestación de la Oferta Endesa repartiéndose cualquier dividendo o realizara cualquier otra distribución o reparto cuyo importe o fecha de pago no fuera acorde con la política de dividendos de Endesa anunciada en el Documento de Registro de Acciones de Endesa incorporado a los registros de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y verificado por ésta el día 7 de julio de 2005, se reducirá automáticamente la parte en dinero de la contraprestación ofrecida en el importe bruto del dividendo, distribución o reparto distribuido con anterioridad a la fecha anunciada o que exceda del importe anunciado. En este sentido, Endesa indica lo siguiente en el mencionado Documento de Registro:

“El dividendo a cuenta se pagará, generalmente, después de que el Consejo de Administración lo haya aprobado, en el primer día hábil del mes de enero del ejercicio fiscal siguiente.

El dividendo complementario se pagará después de que los accionistas hayan aprobado las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión en la Junta General de Accionistas, que se celebrará en la primera mitad del año siguiente al año fiscal al que haga referencia y normalmente se pagarán el primer día hábil del mes de julio.

Aunque la sociedad espera pagar dividendo todos los años y, en condiciones normales, el pay-out del ejercicio estará comprendido entre el 50%-60% del resultado del ejercicio. Sin embargo, esta política dependerá de la existencia de beneficio consolidado y de suficiente beneficio individual de la Sociedad, así como de las condiciones financieras y de otros factores.”

Por otra parte, en el caso de que el importe por acción de tal dividendo, distribución o reparto excediera la parte de la contraprestación en dinero, se reducirá la parte de la contraprestación en acciones de nueva emisión en el importe de dicho exceso, tomando para ello en consideración al efecto el precio de cierre de la acción de Gas Natural el día 2 de septiembre de 2005, esto es, 24, 53 euros por acción.

Como consecuencia del ajuste a que se refieren los párrafos anteriores la contraprestación ofrecida podrá verse reducida, sin que en ningún caso pueda resultar una contraprestación nula o negativa.

La contraprestación ofrecida no será objeto de ajuste como consecuencia del reparto del dividendo complementario por importe bruto de 2,095 euros por acción, propuesto por el Consejo de Administración de Endesa, siempre y cuando la fecha de inscripción registral del aumento de capital necesario para atender la contraprestación de la Oferta sea anterior a la fecha anunciada de pago del citado dividendo.

Por el contrario, de acuerdo con lo indicado anteriormente, en caso de que el pago del citado dividendo complementario propuesto por el Consejo de Administración de Endesa tuviera lugar con anterioridad a la fecha de inscripción registral del aumento de capital necesario para atender la contraprestación de la Oferta, se reducirá automáticamente la parte en dinero de la contraprestación de la Oferta como sigue:

- (a) si el pago tiene lugar con anterioridad a la fecha anunciada, es decir, con anterioridad al 3 de julio de 2006, se reducirá la contraprestación de la Oferta en el importe bruto íntegro del dividendo repartido por Endesa, es decir, en 2,095 euros por acción (por lo que en tal caso la contraprestación pasará a ser de 0,569 acciones de nueva emisión de Gas Natural y 5,245 euros por cada acción de Endesa); y
- (b) si el pago tiene lugar en la fecha anunciada, es decir, el 3 de julio de 2006, o con posterioridad a la misma, la contraprestación de la Oferta no se reducirá en el importe bruto del dividendo repartido por Endesa que sea conforme con la política de dividendos anunciada en el Documento Registro de Acciones de Endesa citado anteriormente, esto es, 0,738 euros por acción, sino que se reducirá sólo por aquella parte del importe bruto del citado dividendo que no sea acorde con la mencionada política de dividendos, esto es, en 1,357 euros por acción (correspondientes a 1,267 euros por acción procedentes de la venta de activos no estratégicos y 0,09 euros por acción que exceden del pay-out máximo sobre el resultado de las actividades ordinarias del ejercicio). En tal caso, la contraprestación pasará a ser de 0,569 acciones de nueva emisión de Gas Natural y 5,983 euros por cada acción de Endesa.

Gas Natural comunicará de forma inmediata a la CNMV el ajuste automático de la Oferta.

Cualquier dividendo abonado por Endesa hasta la fecha de inscripción registral del aumento de capital necesario para atender la contraprestación de la Oferta corresponderá a los accionistas que en ese momento lo sean de Endesa, con independencia de que acepten o no la Oferta. Por otro lado, cualquier dividendo correspondiente a las acciones que hayan aceptado la Oferta abonado por Endesa con posterioridad a la fecha de inscripción registral del aumento de capital necesario para atender la contraprestación de la Oferta corresponderá a Gas Natural.

2.2.2 Emisión de las Nuevas Acciones

Si la presente Oferta fuera aceptada en su integridad por los accionistas de la Sociedad Afectada a los que se dirige, el número de acciones a emitir por la Sociedad Oferente sería de 602.429.955 Nuevas Acciones, que representarían el 135% del actual capital social de la Sociedad Oferente y el 57% del capital social total de Gas Natural una vez se ejecutara la ampliación de capital de las Nuevas Acciones.

Las Nuevas Acciones se emitirán conforme a la normativa española aplicable, concretamente, conforme a los artículos 25 y 26 de la Ley 24/1988, del mercado de Valores, correspondiendo a la Comisión Nacional del Mercado de Valores la verificación del cumplimiento de los requisitos legalmente exigibles. La emisión de las Nuevas Acciones no será objeto de verificación o autorización ni en Chile ni en los Estados Unidos, sin perjuicio de las obligaciones de registro en este último país derivadas del canje de acciones bajo la presente Oferta.

Las acciones a emitir estarán representadas por medio de anotaciones en cuenta. La entidad responsable de la custodia de los documentos será la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, Sociedad Anónima Unipersonal ("IBERCLEAR"), sociedad de nacionalidad española, con domicilio en Madrid, calle Pedro Teixeira, número 8.

Las nuevas acciones se emitirán por su valor nominal de un (1) euro cada una, más una prima de emisión que será establecida por el Consejo de Administración de Gas Natural (o, por delegación, por su Comisión Ejecutiva) en el momento de ejecución del acuerdo de aumento de capital, al amparo de lo previsto en el artículo 159.1.c) in fine de la Ley de Sociedades Anónimas. El tipo de emisión (valor nominal e importe de la prima de emisión) se establecerá dentro de los límites mínimo y máximo expuestos a continuación y atendiendo a las siguientes consideraciones:

- (i) El mínimo vendrá dado por el valor neto patrimonial de las acciones de Gas Natural que resulta del informe del auditor de cuentas distinto al auditor de cuentas de la Sociedad nombrado por el Registro Mercantil de Barcelona, determinado sobre la base de los estados financieros consolidados auditados de la Sociedad para el periodo de diez meses concluido el 31 de octubre de 2005. Es decir, la prima de emisión sumada al valor nominal deberá ser en todo caso superior a 12,055 euros por acción.
- (ii) El máximo vendrá determinado por la cifra de 24,53 euros por acción, que representa el precio de cierre de la acción de Gas Natural en el Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 2 de septiembre de 2005, es decir, la sesión bursátil inmediatamente anterior a la fecha en la que el Consejo de Administración de la Sociedad acordó formular la Oferta sobre Endesa.
- (iii) El tipo de emisión habrá de determinarse igualmente en función de una eventual modificación de la contraprestación de la Oferta si resultara necesario o conveniente a juicio del Consejo de Administración a la vista de las condiciones de mercado.
- (iv) El valor de emisión (nominal y prima) no podrá superar en más de un 20% el valor resultante de descontar del valor atribuido por el experto independiente designado por el Registro Mercantil de Barcelona a las acciones de Endesa objeto de aportación la parte de la contraprestación por acción consistente en dinero.

Las Nuevas Acciones serán acciones que contarán con los mismos derechos económicos y políticos que las acciones ordinarias de Gas Natural que están actualmente en circulación desde la fecha de inscripción registral del correspondiente aumento de capital. En particular, las Nuevas Acciones de Gas Natural tendrán derecho a todos los dividendos distribuidos por esta sociedad desde el momento de la inscripción de las mismas en el Registro Mercantil de Barcelona y con independencia del momento en que resulten acordados o anunciados los citados dividendos.

El Consejo de Administración de Gas Natural someterá el acuerdo de ampliación de capital social necesario para emitir las Nuevas Acciones que sean precisas para atender la contraprestación de la presente Oferta a la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural, que se celebrará en Barcelona en el plazo de un mes a partir del día de la publicación de la convocatoria, conforme a lo dispuesto en el artículo 97.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, y que deberá ser publicado en el mismo plazo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, de Ofertas Públicas de Adquisición de valores, para la publicación de los anuncios de la Oferta. Se adjunta como **Anexo 6** el modelo de anuncio de convocatoria de la referida Junta General.

De la misma manera, a fin de ofrecer a los titulares de acciones ordinarias de Endesa residentes en EE.UU. y a los titulares de ADSs de Endesa la posibilidad de recibir la parte de la contraprestación en acciones de nueva emisión en la forma de ADSs de Gas Natural, y sin perjuicio de las facultades decisorias que corresponden a la Junta General de Accionistas en relación con el aumento de capital necesario para atender la contraprestación de la Oferta, el Consejo de Administración de Gas Natural ha acordado la creación de un programa de ADSs de Gas Natural. Una vez adoptados los correspondientes acuerdos de aumento de capital y emisión de nuevas acciones por la Junta General de Accionistas de Gas Natural, la entidad designada por Gas Natural como depositaria de los ADSs (Bank of New York) procederá a su emisión y entrega a aquellos destinatarios de la oferta estadounidense que hayan optado por esta forma de contraprestación en proporción al número de valores comprendidos en las declaraciones de aceptación.

El Consejo de Administración de Gas Natural propondrá a la Junta General de accionistas de dicha sociedad un aumento de su capital social mediante la emisión de hasta 602.429.955 Nuevas Acciones, previendo expresamente la posibilidad de suscripción incompleta de dicho aumento de capital y delegando en el Consejo de Administración o, en su caso, en la Comisión Ejecutiva, de

dicha sociedad la ejecución en una o dos veces (hasta el importe máximo acordado) del aumento de capital al amparo de lo dispuesto en el artículo 153.1.a) de la Ley de Sociedades Anónimas para atender, en su caso, a la liquidación separada de la oferta española y de la oferta estadounidense según lo indicado en el apartado 3.5 del Capítulo III del presente Folleto. De este modo, el Consejo de Administración o, en su caso, la Comisión Ejecutiva determinará el importe definitivo del aumento de capital social dentro del máximo acordado por la Junta General de Accionistas de Gas Natural en función de las aceptaciones recibidas a fin de atender la liquidación de la Oferta en España y en los Estados Unidos de América.

Se adjunta como **Anexo 2** certificación emitida por el Vicesecretario del Consejo de Administración de Gas Natural relativa a los acuerdos adoptados por el Consejo de Administración en sus sesiones de fecha 5 de septiembre de 2005, 23 de diciembre de 2005 y 27 de enero de 2006 en relación con la convocatoria y orden del día de la Junta Extraordinaria de accionistas de la Sociedad Oferente, texto íntegro de la propuesta de acuerdos a someter a la misma, informe del Consejo de Administración elaborado a los efectos de los artículos 144, 155 y 159 de la Ley de Sociedades Anónimas y creación del programa de ADSs de Gas Natural.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 10.6 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, no existe el derecho de suscripción preferente contemplado en el artículo 158 de la Ley de Sociedades Anónimas para los accionistas de Gas Natural, respecto de las Nuevas Acciones que se emitan como consecuencia de una ampliación de capital que, en su momento, acuerde la Junta General de accionistas de Gas Natural para atender la contraprestación de la presente Oferta. No obstante, y para el caso de que se estimase de obligado cumplimiento lo dispuesto en el artículo 159 de la Ley de Sociedades Anónimas sobre la exclusión de dicho derecho de suscripción preferente, el Consejo de Administración de Gas Natural consideró oportuno proponer a la Junta General de accionistas la supresión del derecho de suscripción preferente, en los términos previstos en dicho precepto legal, y a tal efecto solicitó al Registro Mercantil de Barcelona, con fecha 22 de noviembre de 2005, la designación de un auditor de cuentas distinto del de Gas Natural para la emisión del informe previsto en el artículo 159 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Con fecha 25 de noviembre de 2005, la designación como auditor de cuentas distinto del de la Sociedad Oferente recayó en la sociedad “Audihispana, S.A, quien emitió su informe con fecha 2 de febrero de 2006, copia del cual se adjunta como **Anexo 7** al presente Folleto. Conforme al informe de Audihispana, S.A.:

“- En el caso de una sociedad cotizada, el valor razonable se entiende como el valor de mercado y éste se presume, salvo que se justifique lo contrario, referido a su cotización bursátil. Los valores de cotización por acción, obtenidos en los términos indicados en el apartado f) anterior, son los siguientes:

	<i>Valor de cotización (euros por acción)</i>
<i>Trimestre finalizado el 2 de septiembre de 2005</i>	23,87
<i>Trimestre finalizado el 31 de enero de 2006</i>	23,23
<i>Día 31 de enero de 2006</i>	23,78
<i>Día 1 de febrero de 2006</i>	24,45

- *Los datos contenidos en el informe de los Administradores de la Sociedad para justificar su propuesta son razonables por estar adecuadamente documentados y expuestos.*
- *El tipo mínimo de emisión por acción propuesto por los Administradores a la aprobación de la Junta General de Accionistas, dado que “deberá ser en todo caso superior a 12,055 euros por acción”, es superior al valor neto patrimonial consolidado*

de las acciones de la Sociedad actualmente en circulación que, según se desprende de los últimos estados financieros consolidados auditados al 31 de octubre de 2005, asciende a 12,055 euros por acción, sin incluir la parte atribuible a socios externos.”

Asimismo, con fecha 22 de noviembre de 2005, el Consejo de Administración de Gas Natural solicitó el nombramiento de “Sociedad Rectora de la Bolsa de Valores de Barcelona, S.A.” como el experto independiente previsto en el artículo 38 de la vigente Ley de Sociedades Anónimas, con la finalidad de que redacte el preceptivo informe en relación con el aumento de capital por aportaciones no dinerarias.

A resultados de la solicitud del Consejo de Administración de Gas Natural, el pasado 25 de noviembre de 2005 la “Sociedad Rectora de la Bolsa de Valores de Barcelona, S.A.” fue designada experto independiente a los efectos del mencionado artículo 38 de la Ley de Sociedades Anónimas. La “Sociedad Rectora de la Bolsa de Valores de Barcelona, S.A.” emitió su informe con fecha 27 de diciembre de 2005, siendo posteriormente ratificado, de conformidad con el artículo 347 del Reglamento del Registro Mercantil, con fecha 7 de febrero de 2006, adjuntándose copia del mismo como **Anexo 8** al presente Folleto. Conforme al informe de la “Sociedad Rectora de la Bolsa de Valores de Barcelona, S.A.”:

“De acuerdo con lo previsto en el artículo 133.2 segundo párrafo del Reglamento del Registro Mercantil, el valor de las acciones a emitir en la ampliación de capital de GAS NATURAL descrita en los antecedentes en contraprestación de la aportación no dineraria de las acciones de ENDESA de los accionistas de ésta última que finalmente hayan aceptado la Oferta, no podrá superar en más de un 20 por 100 el valor atribuido en este informe a la mencionada aportación. Por tanto, si la Oferta fuera aceptada por todos los accionistas de ENDESA, el valor de la ampliación no podrá superar el importe total de 17.394.839.054,39 euros, que resulta de multiplicar el importe de la aportación no dineraria indicado con anterioridad (14.495.699.211,99 euros) por el 120%.

Dado que el importe de la ampliación sería de un máximo de 14.777.606.796,15 euros, que resulta de multiplicar el tipo máximo de emisión por acción (24,53 euros) por el número máximo de acciones a emitir (602.429.955 acciones), cabe concluir que el valor máximo de las acciones a emitir no supera en más de un 20% el valor de la aportación no dineraria prevista.

Esta conclusión no variaría en el caso de suscripción incompleta de la ampliación de capital a acordar por GAS NATURAL si la Oferta no fuera aceptada por todos los destinatarios a los que se dirige dado que, de acuerdo con los antecedentes de este informe, en caso de suscripción incompleta la ecuación de canje se mantendrá invariable, afectando sólo al número de acciones a emitir por GAS NATURAL, que se ajustaría en la medida necesaria. Tampoco variaría esta conclusión en caso de que el tipo de emisión fuera inferior al tipo máximo de 24,53 euros por acción”

Según lo previsto en el artículo 133 del Reglamento del Registro Mercantil, el informe elaborado por el experto independiente se adjuntará a la escritura de ampliación de capital.

2.2.3 Admisión a negociación

Sin perjuicio de las facultades decisorias que corresponden a la Junta General de Accionistas, el Consejo de Administración de Gas Natural ha asumido el compromiso expreso de solicitar la admisión a negociación de las Nuevas Acciones en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, así como en el SIBE, todo ello en un plazo máximo de tres (3) meses desde la publicación del resultado de la Oferta Pública conforme a lo establecido en el artículo 10.4 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de noviembre, sobre Ofertas Públicas de Adquisición de Valores, según resulta de la certificación que se adjunta como **Anexo 2**. A tal fin, la admisión a negociación de las

Nuevas Acciones figura como uno de los puntos del orden del día de la Junta General de Accionistas que debe decidir sobre la emisión de las mencionadas acciones.

Se hace constar expresamente que Gas Natural realizará sus mejores esfuerzos para que las Nuevas Acciones se admitan a cotización en las Bolsas de Valores españolas en el plazo más breve posible desde la fecha de publicación del resultado de la Oferta. En tal sentido, Gas Natural tiene intención de que las Nuevas Acciones sean admitidas a cotización en el plazo máximo de seis (6) días hábiles a efectos de funcionamiento del SIBE, salvo imprevistos, desde la inscripción de las mismas como anotaciones en cuenta en Iberclear (es decir, en el plazo máximo aproximado de 20 días hábiles a efectos SIBE desde la publicación del resultado de la Oferta).

Gas Natural conoce los requisitos y condiciones que se exigen para la admisión, permanencia y exclusión de las acciones en los mercados secundarios, según la legislación vigente y los requerimientos de sus organismos rectores.

Los requisitos para la admisión a negociación en el Mercado Continuo que Gas Natural deberá cumplir, son básicamente los siguientes:

- (i) Otorgamiento de la correspondiente escritura pública de aumento de capital e inscripción en el Registro Mercantil de Barcelona.
- (ii) Depósito de una copia autorizada de la escritura inscrita en el Registro Mercantil de Barcelona (o testimonio notarial de dicha escritura) en la CNMV, Iberclear y la Sociedad Rectora de la Bolsa de Barcelona, y práctica de la primera inscripción de las nuevas acciones de Gas Natural en Iberclear y en sus entidades participantes.
- (iii) Aprobación y registro por la CNMV de los documentos y requisitos necesarios para la admisión a cotización.
- (iv) Acuerdo de admisión a cotización de las nuevas acciones objeto del aumento de capital en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, adoptado por sus respectivas Sociedades Rectoras.

Por lo que respecta a los ADSs de Gas Natural que se ofrecerán a los titulares de acciones ordinarias de Endesa residentes en EE.UU. y a los titulares de ADSs de Endesa como parte de la contraprestación, el Consejo de Administración de Gas Natural ha acordado proponer a la Junta General que apruebe la solicitud de la admisión a negociación de las acciones de Gas Natural a través de ADSs, en la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*). Está previsto que las acciones de Gas Natural sean admitidas a negociación en la Bolsa de Nueva York a través de ADSs en el plazo de seis (6) días hábiles desde la inscripción de las acciones de Gas Natural que sean respaldo del programa de ADSs como anotaciones en cuenta en Iberclear.

2.2.4 Régimen de adquisición de Picos

Se hace constar expresamente que Gas Natural únicamente aceptará el canje de un número de acciones de Endesa equivalente a un número entero de acciones de Gas Natural de acuerdo con la ecuación de canje establecida en el apartado 2.2.1. Tendrán la consideración de “picos” todas aquellas acciones o cuotas de acciones de Endesa que excedan del múltiplo de 1.000/569 o que no alcancen la citada cifra según se evidencie de las declaraciones de aceptación presentadas (en adelante, “**Picos**”).

Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“La Caixa”), con domicilio en la Avenida Diagonal 621-629, 08028 Barcelona y C.I.F. número G-58.89999/8 (el “**Agente de Picos**”), actuando en nombre y por cuenta propia, adquirirá y pagará los Picos a aquellos accionistas de Endesa que acepten la Oferta por un número de acciones de Endesa que no sea múltiplo de 1,75746924 (número de

acciones que de acuerdo con la ecuación de canje propuesta daría derecho al equivalente de 1 acción de Gas Natural).

Las acciones de Endesa que, según se evidencie en las declaraciones que se presenten por los accionistas aceptantes tengan la consideración de Picos serán adquiridas por el Agente de Picos en las condiciones previstas en el apartado 3.2 del presente Folleto Explicativo. El adquirente de los Picos sumará las acciones y cuotas de acciones de Endesa así adquiridas y aceptará con ellas la Oferta, recibiendo en consecuencia, como cualquier otro aceptante de la Oferta, las acciones de Gas Natural de nueva emisión y el importe en dinero que correspondan a las acciones de Endesa que presente para su canje.

2.3 Justificación y métodos empleados para la determinación de la contraprestación

Para determinar la contraprestación de la Oferta, el Consejo de administración de Gas Natural ha tenido en cuenta los siguientes criterios:

- (i) Para la fijación del precio de las acciones de Gas Natural, Gas Natural se ha basado en el precio de cotización de cierre de la acción de Gas Natural en la sesión del día 2 de septiembre de 2005, que fue de 24,53 euros por acción, siendo éste el último día bursátil anterior a la fecha de celebración del Consejo de Administración de Gas Natural en que se adoptaron los acuerdos relativos a la presente Oferta.
- (ii) Para la fijación de la contraprestación por las acciones de Endesa, Gas Natural se ha basado principalmente en las metodologías que se indican a continuación, de cuya aplicación resulta un rango de valoración de Endesa dentro del que está comprendido el valor implícito de Endesa en la Oferta (21,30 euros por acción de Endesa, teniendo en cuenta la contraprestación ofrecida y el precio de cotización de cierre de las acciones de Gas Natural en la sesión del día 2 de septiembre de 2005, último día bursátil anterior a la fecha de celebración del Consejo de Administración de Gas Natural en que se adoptaron los acuerdos relativos a la presente Oferta):
 - El rango de precios de cotización de la acción de Endesa en los últimos doce meses.
 - La media de precios objetivo para la acción de Endesa publicada por analistas financieros en los últimos cuatro meses.
 - Los múltiplos de EBITDA estimados para compañías comparables cotizadas del mercado español (Iberdrola, Unión Fenosa) y europeas (EDP, E.ON, Enel, RWE, Electrabel, Scottish Power, Scottish & Southern).
 - Los múltiplos de transacciones precedentes del sector energético en Europa.
 - El descuento de flujos de caja estimados para Endesa.

Para la determinación del valor de las acciones de Endesa, así como de la ecuación de canje propuesta, el Consejo de Administración de Gas Natural ha contado con la colaboración de UBS, en su condición de asesor financiero. Dicho asesor financiero ha presentado al Consejo de Administración de Gas Natural un informe (“fairness opinion”) en el que se concluye que la contraprestación en efectivo y en acciones ofrecida es razonable (“fair”) desde una perspectiva financiera para Gas Natural. Se hace constar expresamente que dicho informe no se ha emitido a favor ni de Endesa ni de sus accionistas ni a favor de los accionistas de Gas Natural, por lo que el mismo no implica que la referida contraprestación sea razonable (“fair”) para los accionistas de ninguna de estas dos sociedades. Asimismo, se hace constar que no se ha emitido ningún informe ni a favor de los accionistas de Gas Natural o de Endesa ni de la propia Endesa.

2.4 Número máximo de valores a los que se extiende la Oferta y número mínimo de valores a cuya adquisición se condiciona la efectividad de la Oferta

Número máximo de valores a los que se extiende la Oferta

De acuerdo con lo establecido en el apartado 2.1 anterior del presente Folleto Explicativo, la presente Oferta se dirige a 1.058.752.117 acciones de Endesa, representativas del 100% de su capital social.

Número mínimo de valores a cuya adquisición se condiciona la efectividad de la Oferta

El número mínimo de acciones al que se condiciona la efectividad de la Oferta es de 794.064.088 acciones de Endesa, representativas de un 75% de su capital social.

Compromisos de Gas Natural

Conforme a lo dispuesto en el artículo 23 y concordantes del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, ni Gas Natural, ni los miembros de su Consejo de Administración, ni las sociedades controladas por Gas Natural, ni los miembros de los órganos de administración de dichas sociedades designados o propuestos por Gas Natural, ni ninguna persona que actúe de forma interpuesta o concertadamente con los anteriores, podrán adquirir, hasta la publicación del resultado de la Oferta, directa o indirectamente, por sí o por persona que actúe concertadamente con ellas, acciones de Endesa fuera del procedimiento de la Oferta.

En el apartado 1.5 del presente Folleto se incluye una descripción de las participaciones de las personas relacionadas en el párrafo anterior en el capital social de Endesa, así como un listado de las operaciones al contado o a plazo realizadas por dichas personas sobre las acciones de la Sociedad Afectada, o sobre instrumentos que den lugar a su adquisición o suscripción, en el período comprendido entre los doce (12) meses anteriores a la Fecha de Solicitud de la Oferta y la fecha del presente Folleto Explicativo.

En caso de resultado negativo de la Oferta, Gas Natural, las sociedades de su Grupo, los miembros de sus órganos de administración, su personal de alta dirección, y quienes hayan promovido la Oferta en su propio nombre pero por cuenta de Gas Natural o de forma interpuesta o concertada con ésta, no podrán promover otra oferta pública de adquisición respecto de los mismos valores hasta transcurridos seis meses desde la publicación del resultado de la Oferta, ni adquirir valores directa o indirectamente en cuantía que obligue a formularla, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 30.2 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio.

2.5 Garantías constituidas por Gas Natural para la liquidación de la Oferta

De conformidad con lo previsto en el artículo 11.1 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, con el fin de garantizar el pago de la parte de la contraprestación en dinero por las acciones de Endesa a aquellos titulares que acepten la Oferta y el pago de los Picos, Gas Natural ha presentado ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores dos avales bancarios solidarios e irrevocables por importe conjunto de 7.805.972.314 euros, emitido uno por Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa") por importe total de 3.902.986.157 euros, y emitido el otro por Sociéte Générale, Sucursal en España por igual importe total de 3.902.986.157 euros. El aval emitido por Sociéte Générale, Sucursal en España garantiza, además de la parte de la contraprestación en dinero ofrecida por Gas Natural por el conjunto de valores a los que se extiende la Oferta, las obligaciones de pago en dinero asumidas por el Agente de Picos para la adquisición de Picos en la Oferta en los términos y condiciones del presente Folleto. Se adjunta como **Anexo 9** al presente Folleto copia de los citados avales.

Conforme al artículo 11.4 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, no se ha exigido caución por la parte de la contraprestación pagadera en acciones.

2.6 Financiación de la operación

2.6.1 Endeudamiento de Gas Natural

La contraprestación de la Oferta consiste parte en dinero y parte en acciones de nueva emisión de Gas Natural. En concreto, asumiendo un nivel de aceptación del 100% y teniendo en cuenta las cantidades que se pudieran derivar del régimen de adquisición de Picos, la contraprestación total consistirá en 602.429.955 acciones de Gas Natural de nueva emisión y en 7.805.972.314 euros en dinero.

Con el fin exclusivo de garantizar en la fecha de liquidación de la Oferta la disponibilidad de los fondos necesarios para atender al pago de la contraprestación máxima ofrecida en dinero (incluidas las cantidades que se deriven del régimen de adquisición de Picos), Gas Natural ha suscrito un contrato bajo ley inglesa denominado *Credit Facilities Agreement* por el que ha obtenido una financiación bancaria a tipos de mercado y por un importe máximo de 7.805.972.314 euros (en adelante, la “**Financiación**”).

A los efectos de la Financiación, el “Grupo de Gas Natural” se define como Gas Natural y aquéllas de sus filiales en las que Gas Natural ejerza directa o indirectamente el control o tenga una participación directa o indirecta de más del 50% del capital social emitido con derecho a voto (incluyendo, tras la publicación del resultado de la Oferta, en su caso, a Endesa y sus filiales).

A juicio de Gas Natural la descripción de los términos de la Financiación incluida en este apartado y en el Capítulo IV de este Folleto incluye las circunstancias relativas a la Financiación necesarias para la formulación de un juicio fundado sobre la misma en relación con la Oferta. Las principales características de la Financiación obtenida son las que se detallan a continuación.

(a) Entidades que intervienen en la Financiación y desglose de los importes:

Sin perjuicio de lo mencionado en este apartado sobre la sindicación de la Financiación de la Oferta, las entidades financieras que inicialmente suscribieron los términos de la misma como prestamistas iniciales y como entidades coordinadoras de la Financiación, incluyendo los importes iniciales de la Financiación asumidos por cada una, fueron las siguientes:

Entidad	Euros
Caixa d'Estalvis I Pensions de Barcelona	2.185.672.247,92
Société Générale S.A.	2.810.150.033,04
UBS Limited	2.810.150.033,04
Total	7.805.972.314,00

(b) Vencimiento:

La Financiación vencerá en el plazo de dos (2) años contados desde el 5 de septiembre de 2005, fecha de firma del contrato de Financiación, sin que se haya previsto un calendario ordinario de amortizaciones parciales. Este vencimiento puede ser extendido por Gas Natural por un único plazo adicional de un (1) año.

Sin perjuicio de lo anterior, teniendo en cuenta los términos de la Financiación (en particular los supuestos de amortización anticipada obligatoria que se describen a continuación), las condiciones impuestas a la operación por la Comisión Nacional de Energía (que incluyen, entre otras, la obligación de enajenar activos por valor de, al menos 8.200 millones de euros), las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros en su acuerdo de 3 de febrero de 2006 y el calendario

previsto para la realización de desinversiones, está previsto que la Financiación se amortice (total o parcialmente) con carácter previo a su vencimiento, en su caso extendido por Gas Natural por el plazo adicional de un (1) año anteriormente mencionado.

(c) Amortización anticipada obligatoria

El contrato suscrito con las entidades financieras exige la amortización anticipada obligatoria de la Financiación (ya sea total o parcialmente, según el caso de que se trate) en los siguientes supuestos:

(i) Disposición de determinados activos:

La Financiación deberá amortizarse anticipadamente en el supuesto de que se produzca una disposición de activos o acciones (con la excepción de acciones de Enagas, S.A.) a favor de entidades no pertenecientes al Grupo de Gas Natural en el momento en que se produzca la disposición. La amortización anticipada deberá llevarse a cabo por Gas Natural en una cantidad equivalente al producto neto (deducidos los costes e impuestos asociados) de la disposición realizada y siempre que los activos o acciones de que se disponga:

- (A) formen parte del acuerdo suscrito con Iberdrola, S.A. (descrito en el apartado 4.1.3 siguiente del presente Folleto);
- (B) sean dispuestos en virtud de documentos acordados o resultantes de negociaciones derivadas del acuerdo suscrito con Iberdrola, S.A. arriba mencionado (lo que en su caso incluiría activos en Latinoamérica, si bien a la fecha de este Folleto no existe previsión ni acuerdo alguno específico sobre ningún activo); o
- (C) sean dispuestos como consecuencia de o en relación con la Oferta por aplicación de disposiciones legales o reglamentarias (como pueden ser disposiciones en materia de defensa de la competencia o de sectores regulados).

De acuerdo con lo anterior, y en relación con la venta de activos propiedad de Endesa o de las sociedades de su grupo a favor de entidades no pertenecientes al Grupo de Gas Natural, será Gas Natural (única entidad obligada a amortizar la Financiación total o parcialmente, según proceda) quien deba aplicar a la amortización anticipada de la Financiación una cantidad equivalente al producto neto obtenido por la entidad disponente. En consecuencia, ni Endesa ni las sociedades de su Grupo destinarán cantidad alguna, provenga o no de la mencionada disposición de activos o participaciones en sociedades, al repago de la Financiación.

Por su parte, si fuera Gas Natural, o una entidad de su Grupo (distinta de Endesa y de sus filiales), quien dispusiera de cualesquiera de los activos o acciones arriba mencionados a favor de entidades no pertenecientes al Grupo de Gas Natural, Gas Natural deberá aplicar a la amortización anticipada obligatoria de la Financiación una cantidad equivalente al producto neto procedente de la disposición realizada.

(ii) Otras causas de amortización anticipada obligatoria:

(A) *Obtención por cualquier entidad del Grupo de Gas Natural de financiación por encima de determinados umbrales:* Gas Natural deberá aplicar a la amortización anticipada obligatoria de la Financiación una cantidad equivalente al producto neto (deducidos los costes e impuestos asociados) procedente de la financiación obtenida por encima de determinados umbrales cuando dicha financiación provenga de:

- (I) la realización de emisiones, ofertas públicas o colocaciones privadas de valores (de renta fija, renta variable o instrumentos convertibles); o

- (II) la obtención de préstamos, créditos u otras fuentes de financiación.
- (B) La Financiación deberá ser amortizada en su totalidad si, transcurridos quince (15) meses desde la fecha de liquidación de la Oferta, Gas Natural (i) bien no hubiera adquirido el 75% o más del capital suscrito con derecho de voto de Endesa, o (ii) bien no se hubiera fusionado con Endesa.
- (C) *Ilegalidad sobrevenida de la Financiación para una o varias entidades prestamistas*: En el caso de un cambio normativo por el que la Financiación hubiera devenido ilegal para una o varias de las entidades prestamistas, Gas Natural deberá amortizar la parte de la Financiación correspondiente a la(s) entidad(es) afectadas.
- (D) *Toma de control en Gas Natural*: La Financiación deberá ser totalmente amortizada en el supuesto en el que una persona o personas actuando concertadamente (en virtud de un acuerdo o entendimiento formal o informal) obtengan el “control” de Gas Natural (entendiéndose por tal “control” el poder de dirigir la administración y las políticas de Gas Natural, ya sea mediante la titularidad de capital con derecho de voto, contractualmente o de otro modo).

En el apartado 2.6.2 se describen las previsiones de Gas Natural relativas al servicio financiero de la deuda asumida como consecuencia de la Oferta.

(d) Amortización anticipada voluntaria

Sin perjuicio de los supuestos de amortización anticipada obligatoria mencionados anteriormente, Gas Natural podrá también amortizar anticipadamente, total o parcialmente, la Financiación con un preaviso de al menos cinco (5) días laborables. En el caso de amortizaciones parciales, el importe amortizado deberá ser de, al menos, 5.000.000 de euros.

Esto no obstante, a la fecha de este Folleto, Gas Natural no tiene previsión ni ha tomado decisión alguna en relación con la posibilidad de amortizar voluntariamente con carácter anticipado la Financiación (ni directamente ni a través de refinanciaciones).

(e) Amortización ordinaria o a vencimiento

En el supuesto de que Gas Natural no haya amortizado totalmente la Financiación con carácter anticipado, Gas Natural deberá amortizarla al vencimiento utilizando para ello las mismas fuentes que se detallan en el apartado 2.6.2 siguiente para el supuesto de la amortización anticipada obligatoria.

(f) Intereses

El tipo de interés anual aplicable a la Financiación dispuesta será el equivalente de la suma de:

- (i) EURIBOR;
- (ii) un margen variable entre 0,200% y 0,625%, (que se determinará diariamente de acuerdo con una tabla acordada al efecto en función de
 - (A) la calificación crediticia a largo plazo otorgada a Gas Natural por Moody’s Investor Service Limited y Standard & Poor’s Rating Services; y
 - (B) del importe total dispuesto de la Financiación; y

- (iii) un porcentaje calculado por la entidad agente de la financiación (que a la fecha de este Folleto es Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (“la Caixa”)) en función de los costes asumidos por los prestamistas a los efectos de cumplir con determinados requisitos regulatorios impuestos por autoridades financieras o monetarias, tales como, el Banco de Inglaterra o el Banco Central Europeo.

Con carácter general, la Financiación dispuesta devengará intereses en periodos de interés sucesivos que, a elección de Gas Natural, podrán tener una duración de uno (1), dos (2), tres (3) o seis (6) meses o cualquier otra duración acordada por Gas Natural con las entidades financiadoras. En este sentido, es intención de Gas Natural fijar en seis (6) meses el plazo para el primer periodo de interés.

A efectos informativos, asumiendo que el importe dispuesto alcanzase la totalidad de la Financiación y una calificación crediticia a largo plazo de Gas Natural igual a la otorgada el pasado 6 de septiembre de 2005 y vigente en la actualidad (es decir, de A2 y A+ según Moody's Investor Service Limited y Standard & Poor's Rating Services, respectivamente), el tipo de interés anual aplicable a la Financiación a la fecha del presente Folleto sería de EURIBOR + 0,275%.

(g) Supuestos de Incumplimiento

La Financiación incluye supuestos de incumplimiento habituales en este tipo de financiaciones. Entre estos supuestos se encuentra el impago, el incumplimiento de obligaciones y compromisos financieros, la falsedad en las manifestaciones y declaraciones incluidas en el contrato de financiación, el incumplimiento o vencimiento anticipado de otras financiaciones por encima de determinado importe, la insolvencia, el cese de negocio (salvo expresamente permitido), existencia de determinados litigios o reclamaciones de acreedores.

En los supuestos de incumplimiento previstos en la Financiación (y siempre que el incumplimiento se mantenga transcurridos los periodos de subsanación que en algunos casos se establecen), la entidad agente de la Financiación podrá (y deberá, si recibe instrucciones de la mayoría de las entidades financiadoras -mayoría que deberá ser calculada de acuerdo con los términos de la Financiación), mediante notificación a Gas Natural, declarar vencidas anticipadamente y exigibles (bien automáticamente o bien previa solicitud de la entidad agente de la Financiación siguiendo las instrucciones de la mayoría de las entidades financiadoras) la totalidad o parte de cualesquiera cantidades debidas de acuerdo con la Financiación.

(h) Garantías

La Financiación no cuenta con ningún tipo de garantía específica de Gas Natural, ni con garantías reales o personales de su grupo o de terceros. Por otra parte, Gas Natural no se ha comprometido bajo la Financiación, ni prevé, pignorar las acciones de Endesa que pueda adquirir como resultado de la Oferta. Tampoco se requiere bajo la Financiación el otorgamiento de garantías reales o de cualquier otro tipo por Endesa o las sociedades de su grupo como resultado de la presente Oferta.

Por lo tanto, y como cualquier otro deudor bajo el régimen general de responsabilidad previsto en el Código Civil, Gas Natural, responderá con todos sus bienes, presentes y futuros del cumplimiento de las obligaciones asumidas en la Financiación, sin que las entidades financiadoras tengan recurso alguno contra los accionistas de Gas Natural, Endesa, o contra los accionistas de ésta (distintos de la propia Gas Natural) y/o de las sociedades de su grupo a los efectos de reclamar el cumplimiento de las obligaciones asumidas por Gas Natural en la Financiación.

Por último, se hace constar que las entidades financiadoras no tienen derecho alguno a designar consejeros en Endesa bajo los términos de la Financiación, como tampoco disponen de cualquier otro derecho especial relativo a Endesa o a las sociedades de su grupo.

(i) Otros términos y condiciones de la Financiación:

Además de los detallados anteriormente, el contrato de Financiación contiene los siguientes términos y condiciones de relevancia para la Oferta:

- (i) El Grupo de Gas Natural no debe incurrir en nueva deuda financiera por encima de determinados umbrales, en cuyo caso dará lugar a la amortización anticipada obligatoria de la Financiación en los términos descritos en el subapartado (c).(ii) anterior (“Otras causas de amortización anticipada obligatoria”). Estos umbrales vienen fijados específicamente según supuestos concretos (como, por ejemplo, para el endeudamiento de filiales latinoamericanas o para la prestación de avales ante autoridades fiscales), si bien se establece un límite general de 4.000.000.000 euros por encima del cual no cabe incurrir en nueva deuda financiera. En todo caso, a los efectos de esta restricción, no se incluye, entre otros:
 - (A) la deuda financiera del Grupo de Endesa, en su caso, sin exceder un importe igual al importe agregado vigente de la misma en la fecha en que expire el plazo de la Oferta;
 - (B) la deuda financiera dispuesta mediante la Financiación aquí descrita; y
 - (C) la nueva deuda financiera agregada de las filiales latinoamericanas que no exceda de 1.300.000.000 euros.
- (ii) La obligación de respetar determinadas restricciones, habituales en este tipo de financiaciones, aplicables a cualquier entidad del Grupo de Gas Natural, y que afectan, entre otras, a:
 - (A) la creación o mantenimiento de gravámenes o garantías existentes sobre activos afectos a la actividad económica, exceptuando aquellos que surjan en el curso ordinario de la actividad económica y otras excepciones a la regla general establecidas en el contrato de financiación;
 - (B) la disposición de activos o acciones, a excepción de las siguientes disposiciones permitidas que se establecen en el contrato de Financiación:
 - las disposiciones realizadas en el curso ordinario de los negocios;
 - las disposiciones entre sociedades del Grupo de Gas Natural;
 - las disposiciones realizadas en condiciones de mercado que no incumplan los términos de la Financiación; y
 - las disposiciones de activos que, según se ha descrito anteriormente, conlleven una amortización anticipada obligatoria de la Financiación; y ello siempre y cuando se realicen en condiciones de mercado y se aplique efectivamente a la amortización anticipada obligatoria de la Financiación una cantidad equivalente al producto neto (deducidos los costes e impuestos asociados) de la disposición realizada; y
 - (C) la existencia de otras deudas financieras sin garantías reales privilegiadas en rango.
- (iii) Con algunas excepciones (incluyendo, entre otras las adquisiciones realizadas en el curso ordinario de los negocios, la adquisición de las acciones de Endesa, y adquisiciones entre sociedades del Grupo de Gas Natural), no se permitirán nuevas adquisiciones o inversiones en activos o sociedades por cualquier entidad del Grupo de Gas Natural siempre que el valor

agregado del total de las mismas exceda de 1.000.000.000 euros. Sin perjuicio de lo anterior, las adquisiciones e inversiones previstas en los planes de inversión descritos en el Capítulo IV del presente Folleto no se verían afectadas por esta limitación al encuadrarse de operaciones realizadas en el curso ordinario de los negocios y por tanto, exceptuadas por la Financiación.

Esta restricción dejará de estar en vigor si el ratio Deuda Financiera Neta Total consolidado /EBITDA es inferior a 4. A los efectos del cálculo de este ratio, se tendrá en cuenta (i) la Deuda Financiera Neta Total consolidada existente en una fecha no anterior en cinco días laborables a la adquisición en cuestión y (ii) el EBITDA consolidado generado en el periodo anual que finalice el último día del mes anterior, siendo dicha fecha no anterior en más de 45 días previos a la adquisición en cuestión.

(iv) Gas Natural únicamente podrá renunciar al cumplimiento de la condición del nivel mínimo de aceptaciones descrita en el apartado 2.7.1 y a la modificación del artículo 32 de los Estatutos de Endesa siempre que, no obstante dicha renuncia:

(A) adquiera como resultado de la Oferta:

- el 75% o más del capital suscrito con derecho de voto de Endesa, o
- más del 50% del capital suscrito con derecho de voto de Endesa, siempre que se haya cumplido la condición descrita en el apartado 2.7.2 del presente Folleto consistente en la adopción por la Junta General de Accionistas de Endesa del acuerdo de modificación del artículo 32 de sus estatutos sociales de manera que se suprima toda limitación o restricción relativa al número de votos ejercitables por los accionistas de Endesa; o

(B) Gas Natural hubiera demostrado, a satisfacción razonable de las entidades financieras coordinadoras de la Financiación, que, sin perjuicio de la renuncia, existe una probabilidad razonable de que Gas Natural adquiera el “control efectivo” de Endesa en el plazo de un (1) mes desde la fecha de liquidación de la Oferta.

De acuerdo con lo dispuesto en la Financiación, se entiende por “control efectivo” a los efectos anteriores, la capacidad de ejercitar un poder de voto suficiente para realizar una fusión entre Gas Natural y Endesa y para nombrar o destituir a una mayoría de consejeros.

En el caso de que el resultado de la Oferta sea inferior al 75% y de que se haya renunciado a la condición del mínimo de aceptaciones en los términos arriba explicados, Gas Natural, según se ha mencionado en el subapartado anterior sobre amortización anticipada obligatoria, estará obligado a amortizar la Financiación en su totalidad si transcurridos quince (15) meses desde la fecha de liquidación de la Oferta, Gas Natural (i) bien no hubiera adquirido el 75% o más del capital suscrito con derecho de voto de Endesa, o (ii) bien no se hubiera fusionado con Endesa.

En cualquier caso Gas Natural podrá renegociar con los financiadores a los efectos de solicitar la dispensa en el cumplimiento de los compromisos relativos a las condiciones de la Oferta anteriormente resumidos o suscribir una financiación alternativa. A la fecha de este Folleto Gas Natural no ha llegado a ningún acuerdo con las entidades financiadoras en este sentido, ni ha negociado supuesto alguno en el que las entidades financiadoras estarían dispuestas a dispensar a Gas Natural del cumplimiento de estas condiciones, ni tiene previsto solicitar financiación alternativa alguna para la refinanciación de la Financiación asumida.

- (v) Gas Natural podrá modificar libremente el resto de los términos y condiciones de la Oferta (incluyendo la renuncia a las restantes modificaciones estatutarias a las que se somete la Oferta), salvo que dicha modificación pudiera razonablemente causar un “efecto materialmente adverso”. Según lo dispuesto en la Financiación, se entiende por “efecto materialmente adverso” aquél que afecta negativamente y de forma material a: (i) la capacidad de Gas Natural para cumplir con sus compromisos de pago o financieros en los términos de los documentos de Financiación; (ii) la validez o eficacia de cualquiera de los documentos de Financiación; o (iii) cualquier derecho material o acción que asista a una parte de la Financiación en relación con los documentos de Financiación.
- (vi) No existen compromisos que contengan condiciones de permanencia de algún accionista o de mantenimiento de una estructura accionarial determinada.
- (vii) No existen limitaciones en la política de dividendos ni de Gas Natural, ni de Endesa ni de sus respectivas filiales. Sin perjuicio de lo anterior, cualquier reparto de dividendos por parte de Gas Natural, Endesa o de sus respectivas filiales deberá cumplir con las limitaciones financieras previstas en la Financiación descritas a continuación (y cuyo incumplimiento supondrá un incumplimiento de los términos de la Financiación de acuerdo con lo mencionado en el apartado “Supuestos de Incumplimiento”), así como con las limitaciones financieras que resultan de la autorización de la Comisión Nacional de Energía de 8 de noviembre de 2005 a que se refiere el apartado 4.4.2 del Capítulo IV siguiente (conforme a la cual, las sociedades del grupo resultante de la concentración Gas Natural-Endesa que desarrollen actividades reguladas sólo podrán repartir dividendos durante el periodo 2005-2009 cuando los recursos generados por ellas sean suficientes para atender tanto sus compromisos de inversión como la suma de la amortización de la deuda financiera y los correspondientes gastos financieros).
- (viii) Los términos de la Financiación incluyen, además, ciertos derechos de información para las entidades financiadoras y otras cláusulas, condiciones y declaraciones habituales en este tipo de financiaciones.

(j) Limitaciones financieras:

El contrato de Financiación contiene las siguientes limitaciones financieras, expresadas en ratios, cuyo incumplimiento será considerado automáticamente como un incumplimiento de la Financiación con las consecuencias ya mencionadas anteriormente:

- Ratio Cobertura Intereses: La relación EBITDA a Intereses Netos Pagados no debe ser inferior a 2,75 a 1.
- Deuda Financiera Neta Total / EBITDA: No debe exceder de 5,25 a 1. Con independencia, de las obligaciones asumidas por Gas Natural sobre el manteniendo de este ratio de acuerdo con los términos de la Financiación, se hace constar que, según se detalla en el apartado 4.4.2 del Capítulo IV siguiente, la Comisión Nacional de Energía ha condicionado la realización de la operación al mantenimiento por Gas Natural de un ratio de servicio de la deuda (expresado a través de la deuda financiera neta/EBITDA) menor que 5,25 durante un periodo de tres años. Gas Natural estará obligado a informar a la Comisión Nacional de Energía, con carácter trimestral, sobre la evolución de este ratio.

Cada uno de estos ratios se calculará en relación con el Grupo de Gas Natural en base consolidada (incluyendo a Endesa y sus filiales, tras la publicación del resultado de la Oferta) semestralmente con base en periodos anuales móviles al final de cada ejercicio y primer semestre del año siguiente, comenzando con el cierre del ejercicio 2006.

(k) Sindicación

El 21 de octubre de 2005, las entidades coordinadoras de la Financiación arriba mencionadas, de acuerdo con los términos de Financiación de la Oferta, completaron la sindicación inicial de sus compromisos como prestamistas iniciales en dicha Financiación, reduciendo en consecuencia su posición acreedora inicial (mencionada en este apartado 2.6.1) en la proporción asumida por cada una de las 22 nuevas entidades de crédito integradas en el sindicato en tal fecha. Tal y como se prevé habitualmente en otras operaciones de financiación bancaria similares, de acuerdo con los términos de Financiación de la Oferta, y sin que de ello resulte una modificación de las características de la misma aquí detalladas, durante la vigencia de la Financiación de la Oferta la composición del sindicato de prestamistas podrá variar con respecto de su composición inicial. En este sentido, a la fecha de este Folleto el sindicato de prestamistas se compone de 23 entidades de crédito.

2.6.2 *Servicio financiero de la deuda de Gas Natural*

Como ya se ha indicado, la Financiación vencerá en su totalidad en el plazo de 2 años contados desde el 5 de septiembre de 2005, sin que esté previsto un calendario ordinario de amortizaciones parciales. Este vencimiento puede ser extendido por Gas Natural por un único plazo adicional de un (1) año. No obstante, teniendo en cuenta las condiciones impuestas por la Comisión Nacional de Energía (que, entre otras condiciones, exige la enajenación de activos por valor de 8.200 millones de euros), las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros el pasado 3 de febrero de 2006, el calendario previsto para la enajenación de activos y que, según se ha indicado anteriormente, la referida enajenación supondrá la amortización anticipada obligatoria de la Financiación, está previsto que la Financiación se amortice (total o parcialmente) con carácter previo a su vencimiento, en su caso extendido por Gas Natural por el plazo adicional de un (1) año anteriormente mencionado.

Para hacer frente a sus obligaciones de pago en los supuestos de amortización anticipada obligatoria antes mencionados, Gas Natural tiene previsto utilizar en primer término los excedentes de tesorería que existan en el momento en que sea exigible la amortización anticipada. A 31 de octubre de 2005 la tesorería y los medios líquidos equivalentes de Gas Natural ascendían a 288,2 millones de euros. Por otro lado, a 7 de febrero de 2006, la participación en Enagás es de aproximadamente el 11,20%. Por imperativo legal, esta participación deberá verse reducida a un máximo de un 5% antes del 31 de diciembre de 2006. Teniendo en cuenta el precio de cierre de Enagás en la sesión de 7 de febrero de 2006 (15,88 euros por acción) la venta de dicha participación supondría una entrada de fondos para Gas Natural de aproximadamente 424,8 millones de euros. En todo caso, se hace constar que el Consejo de Ministros, con fecha 3 de febrero de 2006, ha acordado la reducción en un plazo confidencial de la participación de Gas Natural en Enagás hasta alcanzar un 1% del capital social de esta sociedad.

Como dichos excedentes resultarán insuficientes para hacer frente a la totalidad de las obligaciones de pago de Gas Natural bajo la Financiación, Gas Natural tendrá que obtener nueva financiación ajena para atender a dichas obligaciones. Gas Natural determinará en su momento la combinación de recursos ajenos que pueda resultar más adecuada atendiendo a su situación financiera y a las condiciones del mercado financiero en cada momento. Dichos recursos ajenos podrán consistir en:

- (a) la obtención de nuevos préstamos de cualquier tipo;
- (b) la disposición de las líneas de crédito concedidas a Gas Natural. A 31 de octubre de 2005, el importe disponible de las líneas de crédito ascendía a 738 millones de euros.
- (c) la emisión de bonos de cualquier clase, como por ejemplo el programa de emisión de EMTN (*Euro Medium Term Notes*) por valor de 2.000 millones, renovado en noviembre de 2005 y

del que se ha dispuesto en 525 millones a 31 de octubre de 2005; o el programa de emisión ECP (*Euro Commercial Paper*) por valor de 1.000 millones y dispuesto en 50 millones a 31 de octubre de 2005.

- (d) cualquier otra financiación disponible en el mercado (como pueden ser obligaciones convertibles, participaciones preferentes, etc.).

Los términos de la Financiación y los de la deuda financiera de Gas Natural distinta de la Financiación no contienen restricción o limitación alguna que condicione la elección en su momento por Gas Natural de las mencionadas alternativas o posibilidades de financiación ajena.

Se hace constar expresamente que a la fecha de este Folleto no existe decisión ni acuerdo o preacuerdo alguno relativo a la forma en que finalmente pueda concretarse la refinanciación de la deuda asumida por Gas Natural como consecuencia de la Oferta.

Por otro lado, como el producto de la financiación ajena que Gas Natural prevé obtener conforme a lo descrito en este apartado se aplicará a la amortización total o parcial de la Financiación, la capacidad de Gas Natural para atender sus obligaciones derivadas de la Financiación no dependerá en absoluto de una eventual fusión con Endesa. En definitiva, el objetivo de situar el endeudamiento financiero neto consolidado del grupo Gas Natural en aproximadamente 21.000 millones de euros al finalizar el ejercicio 2009 es independiente de si finalmente se lleve a cabo o no una eventual fusión entre Gas Natural y Endesa.

Gas Natural considera igualmente que las obligaciones de reinversión del producto de la venta de activos que se describen en el apartado 10.4 del Capítulo VI, no afectarán a su capacidad para atender las obligaciones de amortización anticipada descritas teniendo en cuenta que dichas obligaciones de reinversión están ya cubiertas por las inversiones ya previstas por Gas Natural a que se hace referencia en el Capítulo IV del presente Folleto, que Gas Natural está obligado a respetar conforme a los términos de la resolución de la Comisión Nacional de Energía de fecha 8 de noviembre de 2005 descrita en el apartado 4.4.2 siguiente.

2.6.3 Efectos de la Financiación sobre Endesa

La presente Oferta y su financiación a corto o largo plazo no producirá endeudamiento alguno para Endesa o para las sociedades de su grupo.

Ni Endesa ni sus filiales otorgarán garantías reales ni de cualquier otro tipo para la financiación de la presente Oferta. Tampoco destinarán cantidad alguna al repago de la Financiación.

Las condiciones de la Financiación no obligan a Gas Natural a promover el reparto por Endesa de dividendos especiales vinculados con la Financiación o con el repago de la misma. Tampoco está obligado Gas Natural a promover el otorgamiento de préstamos por parte de Endesa a la propia Gas Natural.

Las obligaciones asumidas por Gas Natural en relación con la Financiación, implican el cumplimiento de determinados ratios y restricciones sobre la utilización de activos y pasivos en los términos que se detallan en el apartado 2.6.1 anterior. Dichas limitaciones afectarán implícitamente a Endesa en la medida en que, una vez finalizada la Oferta con resultado positivo, Endesa se encontrará integrada en el grupo de Gas Natural.

Por otra parte, en los términos que se detallan en el Capítulo IV de este Folleto y en caso de resultado positivo de la Oferta, Gas Natural procederá a promover la enajenación de, entre otros, determinados activos de Endesa, dando cumplimiento de esta forma a las condiciones impuestas para la realización de la operación por la Comisión Nacional de Energía, por el Acuerdo del Consejo

de Ministros de 3 de febrero de 2006 así como a las condiciones que pudieran resultar de los acuerdos de las autoridades regulatorias extranjeras.

Gas Natural tiene intención de que los fondos obtenidos con la venta de dichos activos se destinen a la reducción de la deuda de Endesa, salvo que se den circunstancias que aconsejen destinar dichos fondos a otros fines, siempre respetando el negocio de Endesa y sujeto a las condiciones de las autoridades de competencia tanto españolas como extranjeras.

En todo caso, Gas Natural considera que la mencionada venta de activos en modo alguno compromete la viabilidad, los fondos o la solvencia de Endesa, sino que por el contrario permitirá el desarrollo de su negocio integrado en Gas Natural en los términos descritos en el Capítulo IV.

Por último, se hace constar que en el supuesto de que llegara a producirse la eventual fusión entre Gas Natural y Endesa, los accionistas de Endesa se convertirían en accionistas de Gas Natural, que, como sociedad absorbente, adquiriría por sucesión universal todos los derechos y obligaciones de Endesa que quedarían así integrados en la propia Gas Natural.

2.7 Condiciones a las que está sujeta la Oferta

La eficacia de la presente Oferta queda sometida al cumplimiento de las siguientes condiciones:

2.7.1 *Mínimo de aceptaciones*

De acuerdo con lo descrito en el apartado 2.4 anterior, el número mínimo de acciones al que se condiciona la efectividad de la Oferta es de 794.064.088 acciones de Endesa, representativas de un 75% de su capital social.

Según lo previsto en el Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición, Gas Natural podrá renunciar a esta condición, si bien, a fecha del presente Folleto, no ha adoptado ninguna decisión ni tiene previsión alguna al respecto.

Además, y salvo que se procediese a una renegociación de la Financiación o a la búsqueda de una financiación alternativa, Gas Natural deberá cumplir con las condiciones impuestas por las entidades financieras en la Financiación que se describen en el apartado 2.6.1 anterior y que limitan las posibilidades de renuncia de Gas Natural a la referida condición.

Igualmente, el acuerdo suscrito con Iberdrola, S.A. que se describe en el Capítulo IV de este Folleto, está condicionado a la adquisición por Gas Natural de una participación mayoritaria en el capital de Endesa que le permita a través de sus órganos societarios disponer de los activos de esta sociedad.

Conforme a lo anterior, Gas Natural podría renunciar a la condición del número mínimo de aceptaciones en la medida en que alcance más del 50% del capital social de Endesa y esta sociedad acuerde modificar el artículo 32 de sus estatutos sociales o, en caso distinto, en la medida en que exista una probabilidad razonable de que Gas Natural pueda alcanzar el “control efectivo” de Endesa, si bien a la fecha del presente Folleto Gas Natural no puede concretar de qué modo podría alcanzarse dicho “control efectivo” en el caso de que no se adquiriera la mayoría del capital social de Endesa y no se modifique el artículo 32 de sus estatutos.

2.7.2 *Modificación de estatutos sociales de Endesa*

La efectividad de la presente Oferta se halla igualmente condicionada a que, con anterioridad a la finalización del periodo de aceptación de la Oferta, la Junta General de accionistas de Endesa adopte

los acuerdos necesarios para modificar los estatutos sociales de esta sociedad en el sentido que se indica a continuación.

Se entenderá cumplida esta condición si la Junta General de accionistas de Endesa adopta los correspondientes acuerdos de modificación estatutaria aun cuando dichos acuerdos se condicionen a la liquidación de la Oferta o aunque los mismos se encuentren pendientes de inscripción en el Registro Mercantil de Madrid.

Modificación del Artículo 32 de los estatutos sociales de Endesa

El artículo 32 prevé ciertas limitaciones o restricciones a los derechos de voto de los accionistas de Endesa que, de no ser modificadas, podrían impedir la plena toma de control de Endesa por Gas Natural. Este artículo tiene el siguiente tenor literal:

“Artículo 32º: Limitación de los derechos de voto

Los accionistas tendrán derecho a un voto por cada acción que posean o representen, salvo las acciones sin voto, que se regirán por lo dispuesto en el artículo 8º de estos Estatutos.

Como excepción a lo dispuesto en el inciso anterior, ningún accionista, en relación con las acciones de que sea titular, podrá ejercitar un número de votos superior al que corresponda al 10 por 100 del total del Capital Social con derecho a voto existente en cada momento y ello aunque las acciones de que sea titular superen ese porcentaje del 10 por 100.

Para el cómputo del número máximo de votos que pueda emitir cada accionista y a los efectos de lo anteriormente establecido, deberán incluirse las acciones de que cada uno de ellos sea titular, no incluyéndose las que correspondan a otros titulares que hubieran delegado en aquel accionista su voto, sin perjuicio de aplicar asimismo individualmente a cada uno de los accionistas que deleguen el mismo porcentaje del 10 por 100 de votos correspondiente a las acciones de que sean titulares.

También será de aplicación la limitación establecida en los párrafos anteriores al número de votos que, como máximo, podrán emitir –sea conjuntamente, sea por separado- dos o más sociedades accionistas pertenecientes a un mismo grupo de entidades. Esta limitación se aplicará igualmente al número de votos que, como máximo, pueda emitir una persona física accionista y la entidad o entidades, también accionistas, que aquella persona física controle, tanto sean emitidos conjunta como separadamente.

A los efectos señalados en el párrafo anterior, para considerar la existencia de un grupo de entidades, se estará a lo dispuesto en el artículo 4º de la vigente Ley del Mercado de Valores de 28 de julio de 1988 y se entenderá que una persona física controla a una o varias entidades cuando, en las relaciones entre esa persona física y la Sociedad o sociedades de referencia, se dé alguna de las circunstancias de control que el artículo 4º de la citada Ley exige de una entidad dominante respecto de sus entidades dominadas.

Asimismo y a los efectos del presente artículo, se equipará a la relación de control del artículo 4º de la Ley del Mercado de Valores, la relación de cualquier accionista persona física o jurídica con personas o entidades interpuestas, fiduciarias o equivalentes que sea a su vez accionista de la Sociedad, así como fondos, instituciones de inversión o entidades similares que sean también accionistas de la Sociedad, o con otros accionistas a través de acuerdos de sindicación de votos, cuando el ejercicio de derecho de voto de acciones titularidad de estas personas o entidades esté determinado directa o indirectamente por el accionista en cuestión.

El Presidente del Consejo de Administración podrá requerir a cualquier accionista en los días anteriores a la fecha de celebración de la Junta General en primera convocatoria, a efectos de que comunique en el plazo máximo de 48 horas a la Sociedad a través de su Presidente, las acciones de que sea directamente titular y aquellas titularidad de otras personas o entidades controladas directa o indirectamente por el accionista en cuestión, pudiendo el Presidente hacer en la Junta General las observaciones que considere pertinentes en el momento de constitución de la Junta para garantizar el cumplimiento de estos Estatutos en relación con el ejercicio del derecho de voto por los accionistas.

Las acciones que pertenezcan a un mismo titular, a un grupo de entidades o a una persona física o jurídica y a las entidades que dicha persona física o jurídica y a las entidades que dicha persona física o jurídica controle serán computables íntegramente entre las acciones concurrentes a la Junta para obtener el quórum de capital necesario para la válida constitución. Pero en el momento de las votaciones se aplicará a las mismas el límite del número de votos del 10 por 100 establecido en el presente artículo.

La modificación del presente artículo requerirá en la Junta General correspondiente, el voto favorable de más de 50 por 100 del capital suscrito con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria.”

Gas Natural condiciona la efectividad de la presente Oferta a la modificación de este artículo estatutario de forma que se suprima toda limitación o restricción en cuanto al número de votos ejercitables por los accionistas de Endesa (individual o colectivamente), adoptando en consecuencia la siguiente redacción:

“Artículo 32º: Derechos de voto

Los accionistas tendrán derecho a un voto por cada acción que posean o representen, salvo las acciones sin voto, que se regirán por lo dispuesto en el artículo 8º de estos Estatutos”.

Modificación del artículo 37 y, en consecuencia, del artículo 38 de los estatutos sociales de Endesa

El artículo 37 prevé ciertas limitaciones al número y clase de consejeros en el Consejo de Administración de Endesa que, de no ser modificadas, podrían impedir la plena toma de control de Endesa por Gas Natural. Estos artículos tienen el siguiente tenor literal:

“Artículo 37º: Número y clases de Consejeros

El Consejo de Administración estará integrado por nueve miembros como mínimo y quince como máximo.

Existirán los siguientes tipos de Consejeros:

- a) Los que estén vinculados, profesionalmente y, de modo permanente, a la Sociedad;*
- b) Los que su vinculación con la Sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo, y*
- c) Los que su pertenencia al Consejo de Administración derive de la participación patrimonial en el capital de la Sociedad.*

Los Consejeros a que se refiere el apartado b) anterior serán mayoría respecto del total de Consejeros que, en cada momento, formen el Consejo, siempre que lo permita el número de Consejeros elegidos en ejercicio del derecho de los accionistas a tener representación en el Consejo, proporcional a su participación en el Capital Social.

Corresponde a la Junta General tanto el nombramiento como la separación de los Consejeros. El cargo de Consejero es renunciable, revocable y reelegible.”

“Artículo 38º: Duración

La duración de los cargos de Consejeros será de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración salvo los Consejeros a que se refiere el apartado b) del art. Anterior los cuales sólo podrán ser reelegidos por un segundo mandato.

A efectos del cómputo del plazo de duración del mandato de los Consejeros, se ha de entender que el año comienza y termina el día que se celebre la Junta General Ordinaria, o el último día posible en que hubiera debido celebrarse.

Si durante el plazo para el que fueron nombrados los administradores se produjesen vacantes, el Consejo podrá designar, entre los accionistas, las personas que hayan de ocuparlas hasta que se reúna la primera Junta General.”

Gas Natural condiciona la efectividad de la presente Oferta a la modificación de estos artículos de forma que se suprima la tipología de los consejeros y composición del Consejo de Administración, adoptando en consecuencia la siguiente redacción:

“Artículo 37º: Número y clase de Consejeros

El Consejo de Administración estará integrado por nueve miembros como mínimo y quince como máximo. Corresponde a la Junta General tanto el nombramiento como la separación de los miembros del Consejo de Administración. El cargo de Consejero es renunciable, revocable y reelegible”

“Artículo 38º: Duración

La duración de los cargos de Consejeros será de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración. A efectos del cómputo del plazo de duración del mandato de los Consejeros, se ha de entender que el año comienza y termina el día que se celebre la Junta General Ordinaria, o el último día posible en que hubiera debido celebrarse. Si durante el plazo para el que fueron nombrados los administradores se produjesen vacantes, el Consejo podrá designar, entre los accionistas las personas que hayan de ocuparlas hasta que se reúna la primera Junta General.”

Modificación del artículo 42 de los estatutos sociales de Endesa:

El artículo 42 impone ciertas condiciones para ser designado consejero de Endesa que, de no ser modificadas, podrían impedir la plena toma de control de Endesa por Gas Natural. Este artículo tiene el siguiente tenor literal:

“Artículo 42º: Incompatibilidades

El Reglamento del Consejo establecerá un régimen de limitaciones e incompatibilidades de los Consejeros, siendo de aplicación, en todo caso, las siguientes:

a) La edad para ser designado Consejero no podrá exceder de 70 años. La edad para ostentar el cargo de Consejero Delegado no podrá exceder de 65 años, sin perjuicio de poder seguir este último ostentando la condición de Consejero.

b) El desempeño de cargos o funciones de representación, dirección o asesoramiento en empresas competidoras o el desempeño de esos mismos cargos o funciones en sociedades que ostenten una posición de dominio o control en empresas competidoras.

c) La pertenencia simultánea a más de cinco Consejos de Administración, no computándose, a estos efectos los Consejos de Administración de las distintas sociedades participadas, referidas en el artículo 36.2º de los Estatutos, los Consejos de Administración del Grupo o entidad accionista a la que represente el Consejero, y los Órganos de Administración de aquellas sociedades en las que la participación patrimonial, personal o familiar del Consejero, le concede derecho a formar parte de los mismos.

d) No podrán ostentar la condición de miembros del Consejo quienes, por sí o por persona interpuesta, desempeñen cargos en entidades que sean clientes o proveedores habituales de bienes y servicios de la Sociedad, sean representantes de dichas entidades o estén vinculados a ellas, siempre que esta condición pueda suscitar un conflicto o colisión de intereses con los de la sociedad. Se exceptúan, las entidades financieras en su condición de proveedores de servicios financieros a la Sociedad.”

Gas Natural condiciona la efectividad de la presente Oferta a la modificación de este artículo de forma que no se requiera condición alguna para ser designado miembro del Consejo de Administración de Endesa o Consejero Delegado, distintas de la no-concurrencia de incompatibilidades establecidas en la ley, adoptando en consecuencia la siguiente redacción:

“Artículo 42: Incompatibilidades

Queda prohibido que ocupen cargos en la Sociedad y, en su caso, ejercerlos, a aquellas personas declaradas incompatibles en la medida y condiciones fijadas por la Ley 12/1995, de 11 de marzo, así

como las que estén incursas en las prohibiciones del artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas u otras disposiciones legales”.

Aprobación de modificaciones estatutarias por la Junta General de Accionistas de Endesa

En línea con lo previsto en los apartados 1 y 2 del artículo 103 de la Ley de Sociedades Anónimas, y sin perjuicio de los quórum reforzados de constitución o votación establecidos legal o estatutariamente, el artículo 26 de los estatutos sociales de Endesa exige para la modificación de los estatutos sociales la concurrencia necesaria, en primera convocatoria, de accionistas presentes o representados que posean al menos un 50% del capital suscrito con derecho a voto y, en segunda convocatoria, de al menos el 25% de dicho capital. Además, cuando concurren accionistas que representen menos del 50% del capital social suscrito con derecho a voto, sólo podrán modificarse los estatutos sociales con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.

Por su parte, el artículo 31 de los estatutos sociales de Endesa dispone que los acuerdos sociales sean adoptados con el voto favorable de la mayoría del capital con derecho a voto presente o representado en la Junta sin perjuicio de los quórum reforzados de constitución y de votación legal y estatutariamente previstos.

Asimismo, el artículo 32 de los estatutos sociales de Endesa contiene una limitación al ejercicio del derecho de voto de forma que ningún accionista puede ejercitar un número de votos superior al que corresponda al 10% del total del capital social con derecho a voto que exista en cada momento, y ello aunque las acciones de que sea titular superen ese porcentaje del 10%. La modificación del artículo 32 de los estatutos requiere, según el tenor literal del propio artículo, el voto favorable de más del 50% del capital suscrito con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria.

Sobre esta base, y en la medida en que ninguno de los actuales accionistas de Endesa ostenta una participación superior al 10% de su capital social, Gas Natural entiende que la limitación a los derechos de voto prevista en el artículo 32 de los estatutos sociales de Endesa no resultará en la práctica aplicable a la Junta General de Accionistas en la que se decidan las modificaciones estatutarias a las que se condiciona esta Oferta.

No cumplimiento de todas o alguna de las condiciones de modificación estatutaria

Cualquiera de las condiciones establecidas en este apartado 2.7.2 se tendrá por no cumplida cuando antes del último día del periodo de aceptación de la Oferta, en su caso prorrogado conforme a lo previsto en el Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, la Junta General de Accionistas de Endesa no hubiera aprobado las modificaciones estatutarias a que se refiere la condición correspondiente, o lo hiciera de forma distinta a la descrita anteriormente.

No obstante, Gas Natural podrá renunciar a las referidas condiciones en los términos que se indican en el subepígrafe siguiente.

Renuncia a las condiciones de modificación estatutaria

Según lo previsto en el Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición, Gas Natural podrá renunciar a la condición de modificación del artículo 32 de los estatutos sociales de Endesa, si bien, a fecha del presente Folleto, no ha adoptado ninguna decisión ni tiene previsión alguna al respecto.

Además, y salvo que se procediese a una renegociación de la Financiación o a la búsqueda de una financiación alternativa, Gas Natural deberá cumplir con las condiciones impuestas por las entidades financieras en la Financiación que se describen en el apartado 2.6.1 anterior y que limitan las posibilidades de renuncia de Gas Natural a la referida condición.

Igualmente, el acuerdo suscrito con Iberdrola, S.A. que se describe en el Capítulo IV de este Folleto, está condicionado a la adquisición por Gas Natural de una participación mayoritaria en el capital de Endesa que le permita, a través de sus órganos societarios, disponer de los activos de esta sociedad.

Conforme a lo anterior, Gas Natural podría renunciar a la condición de modificación del artículo 32 de los estatutos sociales de Endesa en la medida en que alcance más del 75% del capital social de Endesa o, en caso distinto, en la medida en que exista una probabilidad razonable de que Gas Natural pueda alcanzar el “control efectivo” de Endesa, si bien a la fecha del presente Folleto Gas Natural no puede concretar de qué modo podría alcanzarse dicho “control efectivo” en el caso de que no se adquiriera la mayoría del capital social de Endesa y no se modifique el artículo 32 de sus estatutos.

La renuncia por Gas Natural al cumplimiento del resto de condiciones de modificación estatutaria a que se sujeta la Oferta podrá realizarse libremente en los términos descritos en el apartado 2.6.1 anterior.

CAPITULO III

ELEMENTOS FORMALES DE LA OFERTA

El presente Capítulo detalla en sus apartados 3.1 a 3.4 los elementos formales de la oferta española, el apartado 3.5 se refiere a las particularidades formales aplicables a la oferta estadounidense, y el apartado 3.6 identifica a las entidades designadas para actuar por cuenta de la Sociedad Oferente en ambas jurisdicciones.

3.1 Plazo de aceptación de la Oferta

El plazo de aceptación de la presente Oferta es de cuarenta y cinco (45) días naturales que comenzará el mismo día de publicación del primero de los anuncios a los que se refiere el artículo 18 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, en el Boletín Oficial del Registro Mercantil, en el Boletín de Cotización de las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia y en dos periódicos, uno de tirada nacional y otro de los de mayor difusión en el lugar de domicilio de la Sociedad Afectada. A efectos de cómputo del referido plazo de cuarenta y cinco (45) días naturales se incluirá tanto el día inicial como el último del referido plazo. Si el primer día del plazo fuese inhábil a efectos de funcionamiento del SIBE, dicho plazo se iniciaría el primer día hábil siguiente a efectos de funcionamiento del SIBE. En el caso de que el último día del plazo fuese inhábil a efectos de funcionamiento del SIBE, el plazo de aceptación se extenderá hasta el día hábil siguiente que lo fuera a efectos del SIBE.

En el caso de que el primero de los anuncios se publicase en los Boletines Oficiales de Cotización de las Bolsas de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, el plazo de aceptación se iniciaría el día hábil bursátil siguiente a la fecha de la sesión a que se refieran dichos Boletines Oficiales de Cotización de las Bolsas de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia.

Se acompaña como **Anexo 10** el modelo del anuncio que se publicará en el Boletín Oficial del Registro Mercantil, en el Boletín de Cotización de las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia y al menos en dos periódicos.

Adicionalmente, la Sociedad Oferente publicará el citado modelo de anuncio en dos diarios de difusión nacional en Chile a efectos meramente informativos. La publicación del anuncio en prensa en Chile tendrá lugar el mismo día de la publicación del primero de los anuncios de la Oferta en España pudiendo realizarse declaraciones de aceptación por los titulares de acciones de Endesa a través del Registro de Valores Extranjeros de la Bolsa de Santiago desde ese momento y hasta la finalización del plazo de aceptación de acuerdo con lo señalado en el presente Folleto.

El plazo de aceptación de la oferta estadounidense se describe en el apartado 3.5 del presente Folleto.

La Sociedad Oferente podrá prorrogar el plazo de aceptación de la Oferta hasta el máximo de dos (2) meses de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 19 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, previa autorización de la CNMV, y sin perjuicio de la facultad de esta última para ampliar el citado plazo de considerarlo necesario en caso de una eventual modificación de la Oferta o en el supuesto y con el objeto de que Endesa pueda celebrar Junta General de accionistas para la adopción, en su caso, de los acuerdos de modificación de estatutos a los que se somete la eficacia de la presente Oferta. Dicha prórroga, en su caso, será anunciada con carácter previo en los distintos medios en que hubiera sido publicado el anuncio de la Oferta con una antelación de al menos tres (3) días a la finalización del plazo inicial de aceptación.

Se adjunta igualmente como **Anexo 11** la carta entregada por la Sociedad Oferente a la Comisión Nacional del Mercado de Valores sobre la publicidad de la Oferta.

3.2 Formalidades que deben cumplir los destinatarios de la Oferta para manifestar su aceptación, así como la forma y plazo en el que recibirán la contraprestación

Dado que la contraprestación de la presente Oferta es mixta y el valor de la parte en acciones de nueva emisión de Gas Natural es superior al valor de la parte en dinero, la presente Oferta consiste en una permuta y no precisa de la intervención de entidades miembros de las bolsas de valores, excepto por lo que se refiere a la transmisión de los Picos, en cuyo caso será necesaria la intervención de un miembro de las bolsas de valores en lo que respecta a la transmisión de las acciones enteras que formen parte de los Picos. La transmisión de fracciones de acciones que formen parte de los Picos no requerirá la intervención de entidades miembros de las bolsas de valores.

3.2.1 *Aceptación irrevocable e incondicional*

Las aceptaciones de los accionistas de la Sociedad Afectada que acepten la presente Oferta en los términos descritos en el presente Folleto serán irrevocables y no podrán ser condicionales según lo dispuesto en el artículo 25.2 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio. Las que no reúnan estas características se reputarán inválidas y no podrán ser admitidas.

3.2.2 *Procedimiento de aceptación de la Oferta*

Los accionistas de Endesa que deseen aceptar la Oferta deberán dirigirse a la entidad en la que tengan depositadas sus acciones. Las aceptaciones serán cursadas a la Entidad Agente a través de las entidades depositarias participantes en Iberclear en las que se encuentren depositadas las acciones correspondientes, quienes las comunicarán a dicha Entidad Agente por medio de los soportes informáticos oportunos. Las entidades participantes serán las encargadas de recoger dichas aceptaciones por escrito y responderán de acuerdo con sus registros de detalle de la titularidad y tenencia de los valores a que se refieran las declaraciones de aceptación, así como de la inexistencia de inscripciones de cargas o gravámenes o derechos de terceros que limiten los derechos políticos o económicos de dichas acciones o su libre transmisibilidad.

Las declaraciones de aceptación de los titulares de acciones de la Sociedad Afectada se acompañarán de la documentación suficiente para que pueda producirse la transmisión de las acciones ante las entidades participantes, y deberán incluir todos los datos identificativos exigidos por la legislación aplicable a este tipo de operaciones.

Se entenderá que la declaración de aceptación de la Oferta implica automática e irrevocablemente el consentimiento del accionista aceptante para que sus acciones de la Sociedad Afectada que estén comprendidas en su declaración de aceptación (incluidas también, por tanto, aquellas a las que se aplique, en su caso, el régimen de Picos), sean presentadas por la entidad participante en la que estén registradas a la Sociedad Oferente a través de la Entidad Agente, para que gestione el cambio de titularidad de las acciones objeto de aceptación a favor de la Sociedad Oferente, suscribiéndose y desembolsándose, de ese modo, el aumento de capital de dicha sociedad que supone una parte de la contraprestación de la presente Oferta.

Durante el periodo de aceptación de la Oferta, las entidades depositarias participantes en Iberclear que reciban las declaraciones de aceptación remitirán a la Entidad Agente, con una periodicidad diaria, los datos relativos al número de acciones comprendidas en las declaraciones de aceptación presentadas por los accionistas de la Sociedad Afectada. Cada accionista de la Sociedad Afectada aceptante de la Oferta podrá requerir de la entidad participante en Iberclear a través de la cual curse su aceptación, justificación de que su declaración de aceptación ha sido presentada a la Entidad Agente de conformidad con lo previsto en el presente Folleto.

No se admitirán declaraciones de aceptación respecto de acciones cuyas referencias de registro sean posteriores al último día del plazo de aceptación de la presente Oferta; es decir, aquellas acciones que se ofrezcan en canje deberán haber sido adquiridas como máximo el último día del plazo establecido para la aceptación de la Oferta, sin perjuicio de lo que se indica en el apartado 3.2.3 siguiente. Por excepción a lo anterior, las referencias de registro de las acciones de Endesa que sean respaldo del programa de ADSs de Endesa sobre las que los titulares de ADSs hayan presentado declaración de aceptación en la oferta estadounidense, serán de fecha posterior al último día del plazo de aceptación de la Oferta, tal y como se describe en el apartado 3.5 siguiente.

Desde el inicio del plazo de aceptación de la Oferta, y hasta el último día del mismo, los titulares de acciones de Endesa a través del Registro de Valores Extranjeros de la Bolsa de Santiago de Chile que deseen aceptar la presente Oferta, podrán hacerlo con sujeción igualmente a los procedimientos y formalidades previstos en el presente Folleto. Por tanto sus declaraciones de aceptación serán cursadas por escrito a través de Banco Santander Central Hispano, S.A., entidad depositaria española de las acciones de Endesa negociadas en la Bolsa *Off Shore* de Santiago en los mismos términos establecidos en el presente Folleto para el resto de accionistas. En caso de cualquier duda o pregunta acerca de dichos procedimientos y formalidades, los titulares podrán dirigirse a Santander Investment S.A. Corredores de Bolsa (Bandera 140, piso 14, Santiago de Chile).

Los accionistas de Endesa podrán aceptar la Oferta por la totalidad o parte de las acciones que posean en Endesa. Toda declaración que formulen deberá comprender al menos una (1) acción de Endesa. Por lo tanto, dicha declaración necesariamente se referirá a una de las siguientes posibilidades:

- (i) una (1) acción de Endesa; en este supuesto, la declaración no implicará la aceptación del canje ofrecido por Gas Natural –en tanto en cuanto no recibirá ninguna acción– pero conllevará automáticamente e irrevocablemente (a) la orden de transmisión al Agente de Picos del Pico existente de acuerdo con lo previsto en los apartados 2.2, 3.2.2 y 3.2.3 del presente Folleto Explicativo, y (b) el derecho a percibir del Agente de Picos la contraprestación en metálico prevista en el apartado 3.2.3 por la transmisión del Pico existente; o, alternativamente,
- (ii) un número entero de acciones de Endesa que sea múltiplo de 1,75746924, resultando ser 1.000 el primer número entero de este múltiplo, en cuyo caso no habrá Picos y el aceptante recibirá la contraprestación en metálico y en acciones nuevas de Gas Natural establecida en el apartado 2.2.1; o, alternativamente,
- (iii) un número entero de acciones de Endesa que exceda de 1 y que no sea múltiplo de 1,75746924; en este supuesto, la declaración de aceptación que realice cada accionista se referirá, por una parte, en cuanto a la contraprestación en metálico y en acciones ofrecida por Gas Natural, únicamente al máximo número entero de acciones de Gas Natural que resulte de aplicar la relación de canje; y, por otra parte, se entenderá que conlleva automática e irrevocablemente (a) la orden de transmisión al Agente de Picos del Pico existente, de acuerdo con lo previsto en los apartados 2.2, 3.2.2 y 3.2.3 del presente Folleto y (b) el derecho a percibir del Agente de Picos la contraprestación en metálico prevista en el apartado 3.2.3 siguiente por la transmisión del Pico existente.

Para una mejor comprensión del funcionamiento de la adquisición de los Picos (cuyas condiciones se describen en el apartado 3.2.3 siguiente), y sin perjuicio de la posibilidad que tiene cualquier accionista de Endesa de vender sus acciones de Endesa en el mercado, de no aceptar la oferta, o de aceptarla parcialmente, se facilitan los siguientes supuestos prácticos asumiendo que la media aritmética de los precios de apertura de las acciones ordinarias de Gas Natural en (a) la sesión bursátil a la que se refiere el Boletín de Cotización en que se publique el resultado de la Oferta, (b) la sesión inmediatamente anterior y (c) la inmediatamente posterior, sea 24,53 euros, esto es, el

precio de cierre de la acción de Gas Natural el día 2 de septiembre de 2005, el último día hábil bursátil antes de la presentación de la Oferta.

Supuesto 1

Un accionista que es titular de 1.000 acciones de Endesa y que presenta una declaración de aceptación de la Oferta por la totalidad de sus acciones de Endesa, recibirá a cambio 569 Nuevas Acciones de Gas Natural y una contraprestación en metálico de 7.340 euros. En este supuesto, a dicho accionista de Endesa no le será de aplicación el procedimiento de adquisición de los Picos.

Supuesto 2

Un accionista titular de 1 acción de Endesa podrá optar, entre otras, por alguna de las siguientes alternativas:

- Aceptar la Oferta respecto de la acción que posee. En este supuesto la acción constituirá un Pico (en la medida en que no le corresponde ninguna acción entera de Gas Natural) y su declaración de aceptación de la Oferta conllevará automática e irrevocablemente la orden de transmisión de dicho Pico (la acción de Endesa) al Agente de Picos. Por lo tanto, el accionista de Endesa:
 - no recibirá Nuevas Acciones ni contraprestación en dinero de Gas Natural; y
 - en cuanto al Pico de acciones (es decir 1 acción de Endesa, a la que le corresponderían 0,569 acciones de Gas Natural), recibirá del Agente de Picos un pago en metálico calculado de acuerdo con lo dispuesto en los apartados 2.2, 3.2.2 y 3.2.3, que ascendería a 21,30 euros.
- Si el accionista de Endesa no desea que se le aplique el procedimiento de adquisición de los Picos, podrá adquirir en Bolsa, antes de que finalice el plazo de aceptación de la Oferta, acciones adicionales de Endesa hasta obtener un número de acciones, que sumadas a las que son de su titularidad, igual a (o múltiplo de) 1.000, y así acudir, si lo desea, a la Oferta.

Supuesto 3

Un accionista titular de 2 acciones de Endesa podrá optar, entre otras, por alguna de las siguientes alternativas:

- Aceptar la Oferta respecto de la totalidad de sus 2 acciones. En este supuesto dicho accionista recibirá la contraprestación correspondiente a 569 acciones de Gas Natural por cada 1.000 de Endesa, más 7.340 euros, o su equivalente de 0,569 acciones de Gas Natural por cada acción de Endesa, más 7,34 euros por cada acción de Endesa. Por lo tanto, el accionista de Endesa recibirá:
 - por una parte 1 Nueva Acción de Gas Natural y 12,90 euros; y
 - en cuanto al Pico de acciones restante (es decir 0,2425 acciones de Endesa, a las que les correspondería 0,138 acciones de Gas Natural), la declaración de aceptación conlleva automática e irrevocablemente la orden de transmisión de dicho Pico a la entidad Agente de Picos y el correspondiente derecho a recibir del Agente de Picos un pago en metálico calculado de acuerdo con lo dispuesto en los apartados 2.2, 3.2.2 y 3.2.3, que ascendería a 5,17 euros.
- Si el accionista de Endesa no desea que se le aplique el procedimiento de adquisición de los Picos, podrá adquirir en Bolsa, antes de que finalice el plazo de aceptación de la Oferta, acciones adicionales de Endesa hasta obtener un número de acciones, que sumadas a las que son de su titularidad, igual a (o múltiplo de) 1.000, y así acudir, si lo desea, a la Oferta.

Supuesto 4

Un accionista titular de 1.700 acciones de Endesa podrá optar, entre otras, por alguna de las siguientes alternativas:

- Aceptar la Oferta respecto de la totalidad de sus 1.700 acciones. En este supuesto dicho accionista recibirá la contraprestación correspondiente a 569 acciones de Gas Natural por cada 1.000 de Endesa, más 7.340 euros, o su equivalente de 0,569 acciones de Gas Natural por cada acción de Endesa, más 7,34 euros por cada acción de Endesa. Por lo tanto, el accionista de Endesa recibirá:
 - por una parte 967 Nuevas Acciones de Gas Natural y 12.474,13 euros; y
 - en cuanto al Pico de acciones restante (es decir 0,5272 acciones de Endesa, a las que les correspondería 0,30 acciones de Gas Natural), la declaración de aceptación conlleva automática e irrevocablemente la orden de transmisión de dicho Pico a la entidad Agente de Picos y el correspondiente derecho a recibir del Agente de Picos un pago en metálico calculado de acuerdo con lo dispuesto en los apartados 2.2, 3.2.2. y 3.2.3, que ascendería a 11,23 euros.
- Si el accionista de Endesa no desea que se le aplique el procedimiento de adquisición de los Picos, podrá, o bien acudir a la Oferta únicamente con 1.000 acciones de Endesa, o bien adquirir en Bolsa, antes de que finalice el plazo de aceptación de la Oferta, acciones adicionales de Endesa hasta obtener un número de acciones, que sumadas a las que son de su titularidad, sea múltiplo de 1.000, y así acudir, si lo desea, a la Oferta.

3.2.3 *Compromiso asumido por cuenta propia por Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“la Caixa”) con respecto a la adquisición de Picos*

Con la finalidad de prestar un servicio en interés de los accionistas de la Sociedad Afectada que acepten la Oferta por un número de acciones de la Sociedad Afectada que no sea múltiplo de 1,75746924 (número de acciones que de acuerdo con la ecuación de canje propuesta daría derecho al equivalente de 1 acción de la Sociedad Oferente), dando lugar entonces a los Picos, el Agente de Picos ha asumido el compromiso de adquirir dichos Picos a los accionistas de Endesa, en nombre y por cuenta propia y en fase de liquidación de la Oferta, en las condiciones que se describen a continuación y sin gasto alguno para el accionista. Como **Anexo 12** se adjunta al Folleto la carta de aceptación de la Caixa como Agente de Picos.

Podrán beneficiarse del procedimiento de adquisición de los Picos descrito en el presente apartado todos los accionistas de la Sociedad Afectada que formulen una declaración de aceptación conforme al apartado 3.2.1 del presente Folleto a través de la entidad participante en Iberclear en cuestión. Se entenderá que cada accionista de la Sociedad Afectada se acoge al procedimiento de adquisición de los Picos aquí descrito, sin que sea necesario que remita instrucciones a la entidad participante en Iberclear en cuestión.

Con base en la ecuación de canje de la Oferta, el sistema de adquisición de Picos podrá aplicarse, exclusivamente, a un número inferior a 1,75746924 acciones de la Sociedad Afectada por accionista. Teniendo en cuenta que, como máximo, existirá un remanente teórico posible de 1,75571178 acciones de la Sociedad Afectada por cada accionista aceptante, y que el número de accionistas de la Sociedad Afectada en la fecha de presentación de la Oferta se estima en torno a 928.846, la adquisición de acciones por el Agente de Picos podría alcanzar un número máximo teórico de acciones de la Sociedad Afectada, igual al resultado de multiplicar 1,75571178 por el número estimado de accionistas de la Sociedad Afectada, es decir, aproximadamente 1.630.785 acciones. Suponiendo que la cotización media de las acciones de Gas Natural en las sesiones que

sirven de referencia para el cálculo del precio de los Picos fuese de 24,53 euros por acción, ello representaría un compromiso máximo total de 34.731.776 euros.

Las condiciones de ejecución del compromiso asumido por el Agente de Picos, son las siguientes:

- (i) El Agente de Picos adquirirá de los accionistas aceptantes de la Oferta los Picos correspondientes según se derive de las declaraciones de aceptación presentadas por las entidades depositarias correspondientes. Las acciones o fracciones de acciones de Endesa a las que, de acuerdo con lo previsto en el presente Folleto, se aplique el régimen de Picos, serán agrupadas por el Agente de Picos a los efectos de acudir a la Oferta.
- (ii) El Agente de Picos acudirá a la Oferta, en las mismas condiciones que el resto de los aceptantes, por el total agregado de las acciones de Endesa que adquiera en ejecución de lo previsto en este apartado.
- (iii) El precio por acción en euros al que el Agente de Picos adquirirá cada una de las acciones o fracciones de acciones de Endesa correspondientes a los Picos será la suma de 7,34 euros más el equivalente al $569/1.000$ de X, siendo X la media aritmética de los precios de apertura de las acciones ordinarias de Gas Natural en (a) la sesión bursátil a la que se refiere el Boletín de Cotización en que se publique el resultado de la Oferta, (b) la sesión inmediatamente anterior y (c) la inmediatamente posterior.
- (iv) La adquisición y liquidación de los Picos por parte del Agente de Picos se realizará simultáneamente a la adquisición y liquidación de las acciones objeto de la Oferta de acuerdo con lo indicado en el apartado 3.2.4 siguiente.

El compromiso de pago por importe de hasta 34.731.776 euros asumido por el Agente de Picos ha sido garantizado mediante aval bancario emitido por Société Générale, Sucursal en España, conforme a lo indicado en el apartado 2.5 del Capítulo II del presente Folleto.

3.2.4 Procedimiento de liquidación y entrega de la contraprestación de la Oferta

Publicación del resultado de la Oferta

Finalizado el plazo de aceptación de la Oferta, la Entidad Agente comunicará a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, en un plazo que no excederá de cinco (5) días hábiles desde la finalización del plazo de aceptación de la Oferta (o el que resulte de su prórroga o modificación), el número total de valores comprendidos en las declaraciones de aceptación recibidas (incluyendo las acciones correspondientes a las declaraciones de aceptación recibidas en la oferta estadounidense salvo lo indicado en el apartado 3.5 siguiente).

Recibida por la Comisión Nacional del Mercado de Valores la información sobre el total de aceptaciones dentro del plazo mencionado en el párrafo precedente, la Comisión Nacional del Mercado de Valores comunicará en el plazo máximo de 3 días hábiles a las Sociedades Rectoras de las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, a la Sociedad de Bolsas, a la Bolsa de Nueva York, a la Bolsa de Santiago de Chile, a la Sociedad Oferente y a la Sociedad Afectada el resultado positivo o negativo de la Oferta. Las Sociedades Rectoras de las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia publicarán el resultado, con su alcance concreto, no más tarde del día hábil siguiente en el Boletín de Cotización de las referidas Bolsas. Se entenderá por fecha de publicación del resultado de la Oferta la de la sesión a la que se refieran los mencionados Boletines de Cotización.

El resultado de la Oferta así publicado se dará a conocer en Estados Unidos por Gas Natural a través de una comunicación dirigida a la SEC (“*EDGAR filing*”).

Habida cuenta de las formalidades inherentes al proceso de centralización y cómputo de las acciones correspondientes a las declaraciones de aceptación presentadas en la oferta estadounidense por los

titulares de ADSs (tal y como se describe en el apartado 3.5 del presente Folleto), se prevé que la publicación del resultado de la Oferta no se produzca antes de transcurridos 5 días hábiles desde la finalización del plazo de aceptación, pero en todo caso dentro de los plazos máximos legalmente previstos.

Puesta a disposición de la Sociedad Oferente de las acciones de la Sociedad Afectada aceptantes de la Oferta. Suscripción y desembolso del aumento de capital por los accionistas aceptantes de la Oferta

La Entidad Agente, en un plazo de cuatro (4) días hábiles a efectos del funcionamiento del SIBE a partir de la fecha de publicación del resultado de la Oferta, promoverá ante Iberclear la puesta a disposición de la Sociedad Oferente de las acciones de Endesa objeto de aceptación de la Oferta (incluyendo las acciones correspondientes a las declaraciones de aceptación recibidas en la oferta estadounidense). Esta solicitud será atendida mediante la inmovilización por parte de Iberclear de las acciones de Endesa que corresponda hasta su efectivo canje por las nuevas acciones de Gas Natural que deberán entregarse como contraprestación.

Iberclear emitirá un certificado acreditativo de la inmovilización a dichos efectos de las acciones de la Sociedad Afectada dentro del plazo indicado en el párrafo anterior, según la información que le remita la Entidad Agente. Esta inmovilización tendrá la consideración de entrega a los efectos del aumento de capital de la Sociedad Oferente, de modo que, una vez inmovilizadas las acciones de la Sociedad Afectada que hayan acudido a la Oferta, se entenderá suscrito y desembolsado dicho aumento de capital mediante la aportación de las mencionadas acciones de la Sociedad Afectada.

El efectivo cambio de titularidad a favor de la Sociedad Oferente de las acciones de la Sociedad Afectada inmovilizadas según lo establecido en el párrafo anterior se producirá con carácter simultáneo a la inscripción en los registros de Iberclear y sus entidades participantes de las Nuevas Acciones de Gas Natural a nombre de los aceptantes de la Oferta tal y como se describe en el epígrafe “*Entrega de las Nuevas Acciones a los accionistas aceptantes de la Oferta*” siguiente.

Ejecución e inscripción en el Registro Mercantil del acuerdo de ampliación de capital de Gas Natural

Una vez inmovilizadas las acciones de Endesa objeto de aceptación de la Oferta en favor de la Sociedad Oferente (incluyendo las acciones correspondientes a las declaraciones de aceptación recibidas en la oferta estadounidense), y no más tarde de los dos (2) días hábiles a efectos de funcionamiento del SIBE siguientes a la inmovilización, el Consejo de Administración de la Sociedad Oferente o, en su caso, la Comisión Ejecutiva por delegación de facultades, procederá a la ejecución del aumento de capital, acordando la adjudicación a los aceptantes de la Oferta de las Nuevas Acciones de Gas Natural ofrecidas como contraprestación, declarando el aumento de capital de dicha compañía suscrito y desembolsado mediante la aportación de las acciones de Endesa titularidad de los accionistas de Endesa que hayan aceptado la Oferta. Dicho acuerdo, que se anunciará en los mismos medios en que se hubiese publicado la Oferta, será objeto de elevación a público y de inscripción en el Registro Mercantil de Barcelona, todo ello en un plazo que se prevé que no resulte superior a tres (3) días hábiles a efectos de funcionamiento del SIBE desde la fecha de ejecución del acuerdo de aumento de capital social.

Conforme a lo indicado en el Capítulo II del presente Folleto las Nuevas Acciones contarán con los mismos derechos económicos y políticos que las acciones ordinarias de Gas Natural actualmente en circulación desde la fecha de inscripción registral del aumento de capital social, incluido el derecho al pago de dividendos (con independencia del momento en que estos hayan sido anunciados). En su razón, cualquier dividendo correspondiente a las acciones objeto de aportación a la Oferta, que fuera abonado por Endesa con posterioridad a dicha fecha de inscripción registral del aumento de capital social, corresponderá a Gas Natural.

Entrega de las Nuevas Acciones a los accionistas aceptantes de la Oferta

Una vez inscrito en el Registro Mercantil de Barcelona el aumento de capital social de Gas Natural, en un plazo máximo de dos (2) días hábiles a efectos de funcionamiento del SIBE, se presentará en Iberclear y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores copia autorizada o testimonio notarial de la escritura de aumento de capital social de Gas Natural. Iberclear y las entidades participantes en Iberclear procederán a la inscripción de las Nuevas Acciones como anotaciones en cuenta a favor de los aceptantes de la Oferta en el plazo de tres (3) días hábiles a efectos de funcionamiento del SIBE desde la recepción de la escritura pública de aumento de capital. Las Nuevas Acciones serán depositadas en las entidades participantes en Iberclear en las que dichos accionistas aceptantes tuvieran depositadas sus acciones de Endesa con las que hubiesen concurrido a la Oferta el mismo día de su inscripción como anotaciones en cuenta en los registros de Iberclear.

Hasta tanto no se inscriban las Nuevas Acciones bajo la titularidad de los accionistas aceptantes en el modo aquí previsto, Gas Natural facilitará a cada aceptante que así lo solicite mediante escrito dirigido a la Sociedad Oferente, una certificación acreditativa de la suscripción, si bien dicha certificación no constituirá un valor negociable.

La fecha de emisión de las Nuevas Acciones de Gas Natural que se emitan como contraprestación en la presente Oferta será la de inscripción en el Registro Mercantil de la escritura de aumento de capital.

Liquidación de la contraprestación

De acuerdo con lo indicado en el apartado 3.2 anterior y lo dispuesto en el artículo 28.2 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores, al consistir la contraprestación ofrecida en una permuta, su liquidación se producirá en la forma prevista en el presente Folleto.

Se considerará fecha de liquidación de la Oferta la fecha en que se produzca la inscripción en los registros contables de Iberclear y sus entidades participantes de la titularidad de las Nuevas Acciones de Gas Natural a favor de los accionistas de Endesa que hayan aceptado la Oferta. Esta fecha se considerará como fecha de canje de las acciones de Endesa por las nuevas acciones de Gas Natural. Se estima que esta liquidación tendrá lugar en un plazo máximo de catorce (14) días hábiles a efectos de funcionamiento del SIBE desde la fecha de publicación del resultado de la Oferta.

La liquidación de la contraprestación en dinero se realizará a través de Iberclear y el pago de la misma tendrá lugar simultáneamente a la liquidación de la parte de la contraprestación en acciones, esto es, en la fecha de canje. La liquidación y pago de la contraprestación en metálico respecto de los Picos se efectuará de manera simultánea a la liquidación y pago de la contraprestación de la Oferta.

Admisión a negociación de las Nuevas Acciones

El Oferente realizará sus mejores esfuerzos y empleará su máxima diligencia para que el procedimiento descrito en este apartado se ejecute con la máxima celeridad posible de forma que las Nuevas Acciones emitidas como contraprestación de la Oferta sean admitidas a negociación en el plazo más breve posible desde la fecha de publicación del resultado de la Oferta con arreglo a lo establecido en el apartado 2.2.3 del presente Folleto Explicativo. En tal sentido, se tiene intención de que las Nuevas Acciones sean admitidas a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia en el plazo de seis (6) días hábiles a efectos de funcionamiento del SIBE desde la inscripción de las mismas como anotaciones en cuenta en Iberclear, salvo imprevistos, esto es, en el plazo máximo de veinte (20) días hábiles a efectos de funcionamiento del SIBE desde la fecha de publicación del resultado de la Oferta; y, como máximo, en un plazo de tres

(3) meses desde la publicación del resultado de la Oferta.

3.3 Plazos de renuncia a las condiciones de la Oferta

La efectividad de la Oferta se encuentra sujeta al cumplimiento de las condiciones previstas en el apartado 2.7 del Folleto. En relación con las mismas, Gas Natural se compromete a:

- (a) comunicar su decisión de renunciar o no al límite mínimo de aceptaciones una vez disponga de información suficiente sobre el resultado de la Oferta para adoptar una decisión al respecto y, en todo caso, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la finalización del plazo de aceptación de la Oferta (o el que resulte de su prórroga o modificación) y con anterioridad a la publicación del resultado de la Oferta; y
- (b) comunicar su decisión de renunciar o no a la condición consistente en la adopción por Endesa de los acuerdos de modificación de sus estatutos sociales en el sentido indicado en el apartado 2.7 anterior una vez disponga de información suficiente y contrastada sobre el desarrollo de la Junta General de Endesa (en particular, quórum de constitución, votos emitidos y sentido de los mismos), en todo caso dentro del plazo de aceptación de la presente Oferta (o el que resulte de su prórroga o modificación), y con al menos cinco (5) días de antelación a la finalización del plazo de aceptación de la oferta estadounidense y de la presente Oferta (o el que resulte de su prórroga o modificación) en caso de que el plazo de aceptación de ambas ofertas finalice simultáneamente.

Si la Junta General de Accionistas de Endesa no acordase las referidas modificaciones antes del último día del plazo de aceptación de la Oferta, ésta quedará sin efecto en la misma fecha en que la Sociedad Oferente comunique su decisión de no renunciar a esta condición. En todo caso, la Oferta quedará sin efecto en el último día del plazo de aceptación en el caso de que la Sociedad Oferente no comunique su decisión de renunciar o no a la condición de modificación estatutaria en los plazos máximos señalados.

3.4 Gastos de la Oferta

Todos los gastos derivados de la ampliación del capital y emisión de las Nuevas Acciones que se entregarán como contraprestación de la Oferta, serán por cuenta de Gas Natural. Gas Natural también correrá a cargo de las comisiones de Iberclear correspondientes al cambio de titularidad de las acciones de Endesa a favor de Gas Natural en Iberclear, así como de las comisiones correspondientes a la inscripción de las nuevas acciones de Gas Natural a favor de los accionistas de Endesa que acepten la Oferta y de los costes derivados de la intervención del Agente de Picos.

Serán de cargo de los accionistas aceptantes de la Oferta las comisiones y gastos que las entidades depositarias y administradoras de las acciones carguen a sus clientes por la tramitación de órdenes derivadas de la aceptación de la Oferta y el mantenimiento de sus saldos.

Los gastos en que incurra la Sociedad Oferente como adquirente serán en todo caso por cuenta de ésta.

Cualesquiera otros gastos distintos de los anteriormente reseñados serán asumidos por quien incurra en ellos.

En caso de que el resultado de la Oferta sea negativo se procederá a la devolución de la documentación acreditativa de la titularidad de acciones de Endesa que hubiera sido entregada por los aceptantes de la Oferta, y todos los gastos ocasionados por la aceptación y devolución de dicha documentación serán por cuenta de Gas Natural.

3.5 Formalidades relativas a la oferta estadounidense

Plazo de aceptación

El plazo de aceptación de la oferta estadounidense comenzará con la publicación del anuncio de la oferta después del registro del formulario F-4 (*Registration Statement on Form F-4*) en la *Securities Exchange Commission*, lo que se prevé que tenga lugar una vez se hayan obtenido de la SEC las oportunas exenciones. La Sociedad Oferente tiene previsto realizar dicho registro el mismo día de publicación del primero de los anuncios de la presente Oferta en España según lo indicado en el apartado 3.1 anterior, de manera que el plazo de aceptación de la oferta estadounidense sea igual al plazo de aceptación de la presente Oferta, es decir, cuarenta y cinco (45) días naturales (o el que resulte de su prórroga o modificación). No obstante lo anterior, la obtención de las citadas exenciones de la SEC y el inicio de la oferta estadounidense son independientes de la obligación de publicación de los anuncios de la presente Oferta por lo que el plazo de aceptación de la oferta española comenzará con la publicación del primero de los anuncios a que se refiere el artículo 18 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, en el plazo máximo de cinco días hábiles una vez notificada a la Sociedad Oferente la autorización de la presente Oferta por la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Una vez registrado el formulario F-4 con la SEC y recibidas las oportunas exenciones, Gas Natural publicará en un periódico con gran difusión en los Estados Unidos de América un anuncio con los datos esenciales de la oferta estadounidense (destinatarios de la oferta, contraprestación ofrecida, régimen de picos, plazo de aceptación, condiciones a las que se sujeta la efectividad de la oferta, formalidades para aceptar la oferta, procedimiento de liquidación y fiscalidad de la operación). En caso de prórroga del plazo de aceptación de la presente Oferta, Gas natural comunicará la prórroga del plazo de aceptación de la oferta estadounidense mediante la publicación de un anuncio en prensa en Estados Unidos y el registro de una comunicación con la SEC (“*EDGAR filing*”).

Por otro lado, la legislación estadounidense prevé que en caso de que se modifique alguna característica significativa de la oferta, el plazo de aceptación deberá ampliarse entre cinco (5) y veinte (20) días hábiles a partir de la distribución a los destinatarios de la oferta estadounidense de un suplemento al folleto de la oferta estadounidense describiendo la modificación en cuestión. Si la ampliación quedase comprendida dentro del plazo de aceptación inicialmente previsto (o el que resulte de su prórroga o modificación), no será necesario ampliar éste. Por el contrario, en caso de que dicho plazo de aceptación finalizara con anterioridad al último día de la ampliación, habría aquél de prorrogarse en la medida necesaria. En el cómputo de días hábiles a efectos de la oferta estadounidense se excluyen los sábados, domingos y festivos (*Federal holidays*).

Entre las modificaciones de las características de la oferta se encuentra la renuncia a las condiciones descritas en el apartado 2.7 anterior, que conllevarían una ampliación del plazo de aceptación de la oferta estadounidense de cinco (5) días hábiles. En caso de mejora o ajuste de la contraprestación la ampliación sería de diez (10) días hábiles.

En circunstancias excepcionales, distintas de la mejora o ajuste de la contraprestación, la ampliación sería de veinte (20) días hábiles si la existencia de errores materiales en el folleto estadounidense hiciera necesaria la distribución de un folleto completo revisado, como por ejemplo en caso de que existieran errores graves en la información financiera histórica incluida en el mismo.

Sea como fuere, si las diferencias existentes entre la legislación estadounidense y la legislación española condujeran a la ampliación del plazo de aceptación de la oferta estadounidense, sin posibilidad para la Sociedad Oferente o, en su caso, la Comisión Nacional del Mercado de Valores, de ampliar el plazo de la oferta española para hacer coincidir la fecha de finalización de ambas ofertas, las declaraciones de aceptación que la Entidad Agente remita a la Comisión Nacional del Mercado de Valores no incluirán las declaraciones de aceptación de la oferta estadounidense y, en consecuencia, el resultado que remita la Comisión Nacional del Mercado de Valores a la Sociedades

Rectoras de las Bolsas de Valores para su publicación, no incluirá las acciones comprendidas en las declaraciones de aceptación de la oferta estadounidense.

A la vista de dicho resultado, si la Oferta tuviera resultado positivo, por haberse cumplido las condiciones impuestas o haber renunciado la Sociedad Oferente a las mismas, Gas Natural podrá optar entre:

- (a) Continuar con el procedimiento de liquidación descrito en el apartado 3.2.4 anterior únicamente respecto de la presente Oferta, procediendo a la entrega de la contraprestación a los titulares de acciones de Endesa que hubieran aceptado la misma.

Una vez finalizado el plazo de aceptación de la oferta estadounidense, la Sociedad Oferente dará a conocer mediante la difusión de un hecho relevante el número total de valores finalmente comprendidos en las declaraciones de aceptación recibidas en la oferta estadounidense y procederá a la liquidación de la oferta estadounidense y entrega de la contraprestación a sus destinatarios en la forma prevista en el presente apartado 3.5.

Para el supuesto en que concurra tal eventualidad, el Consejo de Administración de la Sociedad Oferente propondrá a la Junta General de Accionistas que acuerde el aumento de capital necesario para atender la contraprestación en valores de la Oferta, la delegación en el Consejo de Administración de las facultades necesarias para determinar cualesquiera condiciones no previstas en el acuerdo de aumento de capital social adoptado por la Junta General, incluyendo entre otros aspectos, la ejecución en una o dos veces (hasta el importe máximo acordado) del aumento de capital social mediante la emisión y puesta en circulación de las acciones representativas del mismo que sean necesarias para atender la liquidación separada de la oferta española y la oferta estadounidense.

- (b) Aplazar la liquidación de la oferta española, a fin de proceder a la liquidación simultánea de ambas ofertas, siempre y cuando ello fuera posible en atención a los plazos máximos de liquidación previstos en el apartado 3.2.4 del presente Folleto.

Procedimiento de aceptación

Los destinatarios de la oferta estadounidense podrán aceptar la oferta estadounidense de acuerdo con las instrucciones sobre procedimiento de aceptación contenidas en el folleto de la oferta estadounidense que será publicado en el apartado correspondiente a Endesa de la página de internet de la *Securities Exchange Commission* (www.sec.gov) y que les será además remitido de conformidad con lo indicado en el apartado 5 del Capítulo Introductorio.

En concreto, y según el mencionado documento, los titulares estadounidenses de acciones ordinarias de Endesa que quieran aceptar la oferta estadounidense deberán (i) completar el formulario de aceptación (*U.S. form of acceptance*) adjunto al folleto de la oferta estadounidense y remitirlo a la entidad designada por Gas Natural para actuar por su cuenta en la oferta estadounidense, es decir, Bank of New York (“**BoNY**”), así como (ii) cursar instrucciones a la entidad donde estén depositados sus valores para que transfiera los mismos a la cuenta de custodia de valores de BoNY en el Banco Santander Central Hispano, S.A. (“**SCH**”) en Madrid antes del plazo de finalización de la Oferta. Las aceptaciones así realizadas serán centralizadas por BoNY y cursadas en su nombre a través de SCH, como entidad participante depositaria de las acciones, a la Entidad Agente, en la misma forma[y plazos descritos en el apartado 3.2.2 anterior.

Por su parte, los titulares de ADSs de Endesa que deseen aceptar la oferta estadounidense (con respecto a las acciones de Endesa representadas por dichos ADSs) deberán dirigir su aceptación a BoNY o a los bancos intermediarios o fiduciarios en los que estén registrados los ADSs en función de si los mismos están representados mediante títulos (ADRs) o mediante anotaciones en cuenta:

- (a) en el caso de ADSs representados mediante títulos físicos (ADRs), la aceptación se presentará por escrito mediante el envío a BoNY de la carta de transmisión (*letter of*

transmittal) adjunta al folleto de la oferta estadounidense, y que deberá ir acompañada de los correspondientes títulos ADRs;

- (b) en el caso de ADSs representados mediante anotaciones en cuenta en entidades intermediarias o fiduciarias adscritas al *The Depository Trust Company* (DTC), el titular de los mismos deberá instruir a la entidad intermediaria o fiduciaria, en la forma en que ésta determine, a fin de que ésta (i) comunique a BoNY, a través de sistema de confirmación de *The Depository Trust Company* (DTC), la voluntad del titular de aceptar la oferta estadounidense y (ii) transfiera los ADSs a la cuenta abierta a tal efecto por BoNY en *The Depository Trust Company* (DTC).

Una vez finalizado el plazo de aceptación de la oferta, y tan pronto como sea posible, BoNY solicitará a la entidad depositaria de las acciones de Endesa que sean respaldo del programa de ADSs (Citibank) la cancelación de los ADSs correspondientes a las aceptaciones recibidas por BoNY en la oferta estadounidense, e instruirá a dicha entidad depositaria para que transfiera las acciones de Endesa a la cuenta custodia de valores de BoNY en SCH Madrid en el plazo más breve posible. A continuación, BoNY cursará a la Entidad Agente la aceptación correspondiente a dichas acciones a través de SCH, como entidad participante depositaria de las acciones.

Así pues, todas las aceptaciones de la oferta estadounidense serán cursadas a la Entidad Agente por SCH en los términos descritos anteriormente. La Entidad Agente comunicará a su vez a la Comisión Nacional del Mercado de Valores las acciones contenidas en las declaraciones de aceptación de la oferta estadounidense, junto con las acciones de la presente Oferta que acepten la misma, en el plazo máximo de cinco (5) días hábiles desde la finalización del plazo de aceptación.

SCH responderá de la titularidad y tenencia de los valores a que se refieren las declaraciones de aceptación así cursadas, así como de la inexistencia de inscripciones de cargas o gravámenes o derechos de terceros que limiten los derechos políticos o económicos de dichos valores. Las referencias de registro correspondientes a las acciones comprendidas en la declaración de aceptación relativa a los titulares de ADSs de Endesa que acepten la oferta estadounidense serán las únicas referencias de registro de fecha posterior a la finalización del plazo de aceptación de la Oferta que se admitirán conforme a lo indicado en el apartado 3.2.2 anterior.

A diferencia de las aceptaciones cursadas en la presente Oferta, las aceptaciones cursadas en la oferta estadounidense son libremente revocables en cualquier momento anterior a la finalización del plazo de aceptación de conformidad con la legislación estadounidense.

Procedimiento de liquidación y entrega de la contraprestación

La liquidación y pago de la contraprestación correspondiente a las acciones de Endesa comprendidas en las declaraciones de aceptación cursadas por BoNY a través de SCH por cuenta de los titulares estadounidenses de acciones ordinarias de Endesa y los titulares de ADSs de Endesa que acepten la oferta estadounidense, se realizará a BoNY en la misma forma y plazos descritos en el apartado 3.2.4 para el resto de accionistas de Endesa que acudan a la Oferta.

Una vez abonados los fondos y entregadas las acciones correspondientes a BoNY, éste procederá al pago de la contraprestación a los destinatarios de la oferta estadounidense que hayan aceptado la misma en el plazo más breve posible mediante entrega a cada uno de ellos de:

- (i) el máximo número entero de acciones o, en su caso, ADSs de nueva emisión de Gas Natural (según cuál haya sido su opción) que resulte de aplicar la relación de canje de la presente Oferta (569/1000) al número total de acciones o ADSs de Endesa transmitidos;

- (ii) el importe en dólares USA que resulte de multiplicar la contraprestación en efectivo (7,34 euros por acción) por el número total de acciones o ADSs de Endesa transmitidos; y
- (iii) el importe en dólares USA correspondiente a las acciones o cuotas de acciones de Endesa transmitidos que excedan o no alcancen el múltiplo de canje (569/1000) (los “picos de la oferta estadounidense”). Al ser la contraprestación ofrecida en la oferta estadounidense igual a la contraprestación ofrecida en la presente Oferta, el remanente teórico máximo posible será igualmente de 1,75571178 acciones de Endesa por cada accionista aceptante.

Para el pago del precio de los picos de la oferta estadounidense, BoNY procederá a:

- (i) la venta a través del SIBE de las acciones de nueva emisión de Gas Natural recibidas como contraprestación y que excedan de las acciones enteras a entregar a los destinatarios de la oferta estadounidense que hubieran aceptado la misma. El precio por acción a satisfacer a cada accionista será por tanto la suma de 7,34 euros más el equivalente al 569/1.000 de X, siendo X la media aritmética de los precios de venta de las acciones de nueva emisión de Gas Natural vendidas por BoNY a través del SIBE tan pronto como sea posible una vez hayan sido admitidas a negociación dichas acciones; y
- (ii) la venta en NYSE de los ADSs de nueva emisión de Gas Natural recibidos como contraprestación y que excedan de los ADSs enteros a entregar a los destinatarios de la oferta estadounidense que hubieran aceptado la misma. El precio por ADS a satisfacer a cada accionista será por tanto la suma de 7,34 euros más el equivalente al 569/1.000 de X, siendo X la media aritmética de los precios de venta de los ADSs de nueva emisión de Gas Natural vendidos por BoNY en NYSE tan pronto como sea posible una vez hayan sido admitidos a negociación dichos ADSs.

Todas las cantidades serán abonadas por BoNY en dólares USA, se calcularán según el tipo de cambio Euro/Dólar USA aplicable el día en que BoNY reciba los fondos, y serán satisfechas una vez deducidos los gastos de conversión Euro/Dólar USA.

Como ya se ha indicado con anterioridad, el Consejo de Administración de Gas Natural propondrá a la Junta General de accionistas que resuelva sobre el aumento de capital necesario para atender la contraprestación de la Oferta, solicitar la admisión a negociación de los ADSs de Gas Natural en la Bolsa de Valores de Nueva York, con una equivalencia de un (1) ADS de Gas Natural por una (1) acción de Gas Natural. Se tiene intención de que, salvo imprevistos, los ADSs de nueva emisión de Gas Natural sean admitidos a negociación en la Bolsa de Valores de Nueva York en el plazo de seis (6) días hábiles desde la inscripción de las acciones de Gas Natural que sean respaldo del programa de ADSs como anotaciones en cuenta en Iberclear.

3.6 Designación de las entidades que actúan por cuenta de la Sociedad Oferente

La Sociedad Oferente designó en el momento de presentación de la Oferta a InverCaixa Valores, S.V., S.A.U. con domicilio en la Avenida Diagonal 621-629, 08028 Barcelona, y con C.I.F. número A-81695462 (en adelante, la "**Entidad Agente**"), como la entidad agente encargada de actuar por cuenta de la Sociedad Oferente y liquidar las adquisiciones derivadas de la presente Oferta.

No obstante lo anterior, el pasado 23 de diciembre de 2005 tuvo lugar la integración efectiva de InverCaixa Valores, S.V., S.A.U. en la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“la Caixa”). En consecuencia, las actividades y servicios desarrollados por InverCaixa Valores, S.V., S.A.U., incluyendo en particular la actuación por cuenta de la Gas Natural en la presente Oferta así como la

liquidación de las adquisiciones derivadas de la misma, han pasado a ser realizados en los mismos términos y condiciones por la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“la Caixa”), que se ha subrogado en la posición de InverCaixa Valores, S.V., S.A.U. en la relación contractual que ésta mantenía con Gas Natural.

En su calidad de Entidad Agente, la Caixa prestará, entre otros, los siguientes servicios:

- (i) recibirá de las entidades participantes en Iberclear las declaraciones de aceptación en la presente Oferta a través de los soportes informáticos evidenciando el número de aceptaciones recibidas;
- (ii) en colaboración con Iberclear, promoverá la inmovilización y el cambio de titularidad de las acciones de la Sociedad Afectada incluidas en las declaraciones de aceptación recibidas;
- (iii) comunicará a la Comisión Nacional del Mercado de Valores la información relativa al número total de acciones comprendidas en las declaraciones de aceptación de la presente Oferta y de la oferta estadounidense;
- (iv) liquidará la parte de la contraprestación en dinero derivada de las aceptaciones de la presente Oferta a través de Iberclear; y
- (v) remitir a la Comisión Nacional del Mercado de Valores el detalle de las aceptaciones de la Oferta.

Como **Anexo 13** se adjunta la carta de aceptación de la Entidad Agente para desempeñar las funciones previstas en el Folleto Explicativo.

Asimismo, la Sociedad Oferente ha designado a la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“la Caixa”) como Agente de Picos para la adquisición de Picos a los accionistas de Endesa que acepten la presente Oferta, tal como se describe en el apartado 3.2.3. anterior.

La Sociedad Oferente ha designado a Bank of New York, con domicilio en Wall Street, 1, Nueva York, Estados Unidos, como entidad depositaria del programa de ADSs de Gas Natural y como entidad encargada de actuar por cuenta de Gas Natural en la oferta estadounidense y responsable de desempeñar las funciones previstas en el presente Folleto Explicativo en relación con la aceptación y liquidación de la Oferta. Las acciones de Gas Natural subyacentes al programa de ADSs estarán depositadas con Banco Santander Central Hispano, S.A., que actuará como entidad custodia de Bank of New York.

En su calidad de entidad encargada de actuar por cuenta de Gas Natural en la oferta estadounidense, BoNY desempeñará, entre otras, las siguientes funciones:

- (i) centralizará las aceptaciones recibidas de los destinatarios de la oferta estadounidense;
- (ii) solicitará a la entidad depositaria de las acciones de Endesa representadas por ADSs la cancelación de los ADSs correspondientes a las aceptaciones recibidas, y la instruirá para que transfiera dichas acciones a la cuenta custodia de valores de BoNY en SCH Madrid;
- (iii) cursará a la Entidad Agente a través de SCH la aceptación correspondiente a todas las acciones correspondientes a las aceptaciones recibidas en la oferta estadounidense; y

- (iv) procederá a la entrega de la contraprestación a los destinatarios de la oferta estadounidense que hayan aceptado la misma en los términos descritos en el folleto de la oferta estadounidense y resumidos en el apartado 3.5 anterior.

Se adjunta como **Anexo 14** carta de aceptación de BoNY para desempeñar las funciones previstas en el presente Folleto Explicativo.

CAPÍTULO IV

OTRAS INFORMACIONES

4.1 Finalidad de la Oferta

4.1.1 *Finalidad perseguida con la adquisición de acciones de la Sociedad Afectada*

La finalidad perseguida por Gas Natural con la adquisición de las acciones de Endesa es la de alcanzar el control de Endesa al tiempo que se otorga a los accionistas de la misma la posibilidad de convertirse en accionistas de Gas Natural. Con ello, Gas Natural busca la plena integración desde la perspectiva operativa y legal de Endesa en su Grupo al objeto de crear una compañía integrada de gas y electricidad destacada en España y con una fuerte presencia a nivel mundial.

Dicha integración operativa y legal de los grupos de Gas Natural y Endesa no implicará necesariamente una fusión entre sus respectivas sociedades dominantes, si bien no se descarta que ésta pueda llevarse a cabo en el futuro, en cuyo caso Gas Natural sería la sociedad absorbente. Como se ha indicado en el apartado 2.6.1 anterior, si transcurridos quince (15) meses desde la fecha de liquidación de la Oferta Gas Natural no hubiera adquirido el 75% o más del capital de Endesa o no se hubiera fusionado con Endesa, Gas Natural debería proceder a la amortización anticipada de la totalidad de la Financiación.

El citado proceso de integración requerirá una reorganización de los Grupos de la Sociedad Afectada y la Sociedad Oferente, pudiendo conllevar fusiones, escisiones y otras operaciones societarias entre sociedades filiales de ambos Grupos. Esto no obstante, a fecha de este Folleto la Sociedad Oferente no ha adoptado decisión alguna ni tiene previsión alguna en cuanto al tiempo o forma en que se llevará a cabo la mencionada reorganización, si bien el objetivo de la Sociedad Oferente es concluir la misma con la mayor celeridad posible. La mencionada reorganización perseguirá la optimización de la gestión de las distintas líneas de negocio así como la obtención de sinergias, todo ello sujeto a las condiciones impuestas por la Comisión Nacional de Energía en su resolución de 8 de noviembre de 2005 descrita en el apartado 4.4.2 siguiente, a las condiciones impuestas por el Acuerdo del Consejo de Ministros del 3 de febrero de 2006 descrito en el apartado 4.3.2 siguiente, a las condiciones que pudieran imponer las Autoridades de Competencia y Regulatorias de otros países, descritas en los apartados 4.3.3 y 4.4.5 siguientes, y a las que resultan de la legislación vigente. En concreto, dicha legislación establece principalmente, tanto en el sector del gas como en el de la electricidad, el deber de separación jurídica entre actividades libres y reguladas y el deber de separación contable de las actividades reguladas que desarrolle una misma persona jurídica. De acuerdo con dicha normativa, determinadas operaciones de reorganización societaria o de transmisión de activos pueden requerir de la autorización o comunicación a la Comisión Nacional de Energía, al Ministerio de Industria, o a la Consejería competente en el caso de las Comunidades Autónomas. Asimismo, cualquier reorganización puede quedar sujeta a la nueva normativa que en su caso pudiera aprobarse relativa a la transposición de las Directivas 54/2003 y 55/2003 relativas a los sectores de la electricidad y del gas.

La complementariedad de los activos de Gas Natural y de Endesa, así como de sus capacidades de gestión, permitirían al nuevo Grupo de Gas Natural aprovechar el crecimiento de los mercados en los que ambas sociedades operan. Mediante la integración de Endesa en el Grupo de Gas Natural éste pasaría así a convertirse en un operador internacional destacado en el sector energético, con más de 30 millones de clientes en 11 mercados y una posición equilibrada en los mercados españoles de electricidad y gas. Además, el objetivo de dicho Grupo sería mantener un sólido perfil financiero, con el compromiso de invertir en sus negocios estratégicos.

El encaje industrial entre Gas Natural y Endesa podría generar importantes beneficios para sus clientes. Más concretamente:

- (a) el ahorro de costes derivado de la operación conjunta de las redes de gas y electricidad de Gas Natural y Endesa: se estiman unos ahorros en el entorno de 70 millones de euros derivados de la operación conjunta de las redes de distribución de ambas compañías en España. Gas Natural se ha comprometido a reinvertir íntegramente estos posibles ahorros en la mejora de la calidad del servicio al cliente; y
- (b) la estructura societaria territorial anunciada por Gas Natural, detallada en el apartado 4.1.2 siguiente, permitirá acercar más la toma de decisiones a los mercados y clientes a los que se prestan servicios.

Creación de un operador internacional destacado en el sector energético

Con la adquisición de Endesa, el objetivo de Gas Natural es el de crear un grupo integrado de gas y electricidad destacado a nivel mundial, fundamentalmente, en Europa y Latinoamérica.

En caso de efectuarse las desinversiones referidas en el apartado 4.1.3 siguiente, el grupo resultante de la integración sería número uno en gas¹ y número dos en electricidad² en España, tendría una posición relevante en Italia, mantendría su actual posición en el mercado de gas natural licuado (GNL) y tendría una presencia muy significativa en América Latina.

Creación de un operador destacado en los mercados europeos de mayor crecimiento

El grupo resultante de la integración se convertiría en uno de los principales operadores en gas y electricidad en España e Italia.

En el caso concreto de España, el grupo resultante se convertiría en el primer operador de gas y en el segundo de electricidad, lo que le permitirá beneficiarse tanto de las ventajas de la convergencia de gas y electricidad como del importante crecimiento que se espera en la generación a gas en España para los próximos años, avanzando con ello, al igual que las principales compañías europeas, en la integración de los negocios de gas y electricidad. Además, el grupo resultante dispondrá de un mix combinado de generación eléctrica en línea con el mix del sector, al reducirse el peso del carbón y aumentar el de CCTG y renovables

En España, se espera además un importante crecimiento de la generación a gas, pasando de los 6.000 MW de capacidad instalada en ciclos combinados (CCTG) en el 2004 a 24.000 MW de capacidad instalada de CCTG en el 2008. De hecho, se prevé que el aumento de la demanda de gas en España esté impulsado principalmente por el desarrollo de los CCTGs.

En el caso de Italia, el citado grupo ostentaría una mejor posición para aprovechar la apertura del mercado italiano debido a que:

- (i) Endesa ha jugado ya un papel activo en la liberalización del mercado de generación a través de la adquisición de activos de generación de Enel. Además, Endesa ha perseguido proyectos de reconversión (“repowering” o conversión de centrales térmicas convencionales –carbón, fuel-gas- en centrales de ciclos combinados) y de nueva construcción de ciclos combinados, con el objetivo de aumentar la producción de sus plantas.
- (ii) Gas Natural por otro lado ha obtenido una cartera significativa de clientes de gas a través de adquisiciones puntuales (como son las adquisiciones de las sociedades de los grupos italianos Brancato, Nettis y Smedigas), con el objetivo de alcanzar individualmente la cifra de 700.000 clientes en el 2008.

Por otra parte, por lo que se refiere a los acuerdos anunciados por Endesa el día 18 de enero de 2006 en relación con nuevas inversiones en Italia, a la fecha del presente Folleto Gas Natural no ha

¹ Fuente: CNE, informe sobre el consumo de gas natural en el 2004, 7 de julio de 2005, pág. 11

² Fuente: CNE, Boletín Informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular, Primer trimestre 2005

adoptado decisión alguna ni tiene previsión alguna en cuanto al mantenimiento o terminación de dichos acuerdos.

Complementariedad de las principales capacidades de gestión

La Sociedad Oferente entiende que existe una alta complementariedad de las capacidades de gestión de Gas Natural y Endesa. Así, por ejemplo:

- (i) Gas Natural tiene amplia experiencia en la obtención de gas de un modo flexible y competitivo a nivel global, acceso a “equity gas” o participación directa en reservas de gas a través del acuerdo con Repsol YPF, estrategia demostrada en el desarrollo de ciclos combinados, capacidad de gestión de GNL, experiencia en el desarrollo y gestión de la distribución de gas y un negocio altamente enfocado a los clientes.
- (ii) Endesa por su parte tiene una amplia experiencia en la gestión de activos de generación en España, en la entrada en mercados de alto crecimiento, en la expansión en América Latina y en Italia, y es un importante operador en la distribución de electricidad.

Encaje con el potencial estratégico de Endesa

El nuevo Grupo de Gas Natural estaría asimismo bien posicionado para maximizar el potencial estratégico de los activos de Endesa gracias a su encaje con los activos de generación de Gas Natural y a la utilización conjunta del mix de combustibles. En este sentido, Gas Natural sería capaz de satisfacer las necesidades crecientes de gas a nivel global de Endesa de modo competitivo y flexible.

Asimismo, dicho grupo podría estar en posición de completar la capacidad de generación de Endesa a través de los ciclos combinados de Gas Natural, a la vez que Gas Natural diversificaría su cartera de generación (actualmente sólo de gas natural) y ello pese a la prevista enajenación de activos de generación. Finalmente, Gas Natural podrá continuar aprovechando las oportunidades de crecimiento de los mercados de gas en Europa (España e Italia, principalmente) y Latinoamérica (como Brasil y México).

Consecución de sinergias y ahorro de costes

El encaje estratégico de los activos de Endesa y Gas Natural, así como de sus respectivas organizaciones, podría generar una serie de sinergias y ahorro de costes.

En concreto, y con carácter general, Gas Natural tendría como objetivo que las citadas sinergias supusieran un ahorro anual progresivo que alcanzaría los 350 millones de euros anuales en el ejercicio 2008. De esta cantidad, aproximadamente la mitad de los ahorros potenciales, es decir, 175 millones de euros, se derivarán de la integración de plataformas comerciales, *call centers*, facturación y servicios comerciales y de marketing. Además, se espera una reducción del entorno de 85 millones de euros en servicios corporativos y estructura administrativa, y 90 millones de euros en tecnologías de la información (mediante la optimización de operaciones, la reducción de costes de mantenimiento y la unificación de sistemas). Está previsto que estos ahorros se destinen a financiar el crecimiento de negocio del nuevo grupo o, en su caso, a engrosar el beneficio susceptible de reparto entre los accionistas.

Por otra parte, en el negocio de distribución en España, a través de la operación conjunta de las redes de gas y electricidad también existe potencial de ahorro en compras y subcontrataciones de servicios de hasta 70 millones de euros anuales, cifra inferior a la previamente comunicada debido a que las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros suponen unas mayores desinversiones en redes de gas que las previstas y por lo tanto unas sinergias menores. Si se obtienen estos posibles ahorros y mejoras en el área de distribución, Gas Natural tiene intención de reinvertirlos íntegramente en el negocio de distribución para mejorar la calidad de servicio al cliente.

Asimismo, se han estimado posibles sinergias entre ambos grupos en Latinoamérica por valor de 30 millones de euros anuales, aunque las mismas no se han considerado en la cifra de 350 millones de euros.

Finalmente, y según se indica en el apartado 4.4.2 siguiente, el pasado 8 de noviembre de 2005 la Comisión Nacional de Energía autorizó la toma de participación de Gas Natural en Endesa imponiendo, entre otras, la condición de que Gas Natural presente, durante el primer semestre de cada año en el periodo 2005-2009, un desglose de las sinergias obtenidas como consecuencia de la operación.

4.1.2 Actividad futura de la Sociedad Afectada

El objetivo del nuevo Grupo de Gas Natural es gestionar la totalidad de la cadena de valor del negocio energético (es decir, la extracción, licuefacción, transporte, regasificación, distribución y comercialización del gas natural y la generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica), basándose para ello en la cartera de clientes de ambos grupos y en su experiencia en cada uno de los negocios que integran dicha cadena. La Sociedad Oferente considera que este modelo integrado y orientado al cliente debería redundar en una mayor calidad en el servicio.

Desde el punto de vista estratégico, el nuevo Grupo de Gas Natural priorizaría en aspectos como la integración de la cadena de valor del gas, la optimización de la cartera de generación de electricidad, la mejora del mix de combustibles, la mejora de la eficiencia en el negocio regulado (enfocándose en la calidad del servicio y las inversiones en áreas de crecimiento), el enfoque en el cliente y la oferta multiproducto en el área de comercialización. En concreto:

- (i) En el negocio gasista el nuevo Grupo de Gas Natural tiene como estrategia aprovechar las ventajas derivadas de su mayor tamaño tales como su mejor posicionamiento para el acceso a “equity gas”, un mayor poder de negociación en abastecimiento que permitiría optimizar sus fuentes de suministro y una mayor capacidad para capturar oportunidades en el negocio de GNL como consecuencia de su mayor flexibilidad.
- (ii) En el negocio eléctrico la estrategia del nuevo Grupo de Gas Natural es beneficiarse de la oportunidad de crecimiento que se deriva de la posibilidad de completar la capacidad de generación de Endesa a través de los ciclos combinados (existentes y proyectados) de Gas Natural obteniendo así un mayor equilibrio entre la producción y el consumo. El negocio combinado de energías renovables constituirá una pieza clave del plan de crecimiento de dicho grupo en el mercado español. El enfoque se centraría en proyectos de energía eólica y cogeneración.
- (iii) Gas Natural estima que los negocios regulados del citado grupo en el mercado español ofrecerían gran potencial de crecimiento. A este respecto, el objetivo del nuevo Grupo de Gas Natural sería el de mejorar la eficiencia y la calidad del servicio en la distribución de gas y electricidad así como mantener las inversiones previstas en actividades reguladas.
- (iv) En el negocio de comercialización, el objetivo de Gas Natural sería el de continuar la mejora del servicio y los productos ofrecidos al cliente.
- (v) En Italia, el nuevo grupo tiene previsto mantener una fuerte presencia con el fin de aprovechar la convergencia entre gas y electricidad, en un mercado en el que dicha tendencia se está consolidando.
- (vi) En Latinoamérica, el nuevo grupo maximizará su know-how en el desarrollo de un negocio de gas y electricidad rentable en la región.

Estructura organizativa y territorial

El nuevo Grupo de Gas Natural mantendrá su sede social en Barcelona y sedes corporativas en Madrid y Barcelona. El grupo se gestionará a través de la creación de cinco grandes áreas de negocio. Dichas áreas son: “Upstream + Midstream”, Gestión de energía y comercialización mayorista, Generación Europa, Distribución y comercialización minorista en Europa y, finalmente, Latinoamérica (con sedes en Madrid y Santiago de Chile).

Por lo que respecta a la organización territorial, y con el fin de acercar más la toma de decisiones a los mercados y a los clientes a los que se prestan servicios, está prevista la adopción de una estructura societaria de tipo territorial. Para ello se crearían entidades regionales de generación y distribución eléctrica, de modo similar a la estructura de distribución de gas por regiones ya existente en Gas Natural. Sobre esta base, está previsto que la distribución de gas siga la estructura ya existente en el Grupo Gas Natural (a la que se podrían añadirse, por consideraciones operativas, dos nuevas sociedades para la distribución de gas en Cataluña y Madrid). Asimismo, la actividad de generación y distribución de electricidad está previsto que también siga una estructura societaria de tipo territorial, volviendo al sistema de filiales territoriales anteriormente seguido por Endesa. De esta forma, se crearían nuevas filiales territoriales para la generación y distribución de electricidad (como por ejemplo, Sevillana de Distribución, Sevillana de Generación, ERZ Distribución, ERZ Generación, GESA Distribución, GESA Generación, UNELCO Distribución, UNELCO Generación, FECSA-ENHER Distribución y FECSA ENHER Generación).

Para conseguir la estructura organizativa y territorial anteriormente descrita, se realizarán las operaciones de reorganización societaria (fusiones, escisiones, aportaciones de rama de actividad, etc.) que minimicen los costes legales y fiscales del proceso, sin que a fecha del presente Folleto se haya concretado la forma en particular en que se llevarán a cabo.

Por último, y según se describe en el apartado 4.4.2 siguiente, se hace constar que la autorización de la operación por la Comisión Nacional de Energía ha supuesto la imposición de determinadas condiciones a Gas Natural entre las que se encuentra la obligación de separar jurídica y funcionalmente sus actividades reguladas de gas y electricidad así como la de que las sociedades así separadas dispongan de equipos directivos o gestores independientes entre sí que además no podrán participar en las estructuras directivas de la sociedad matriz. Además, y respecto filiales reguladas así organizadas, la sociedad matriz no podrá impartir instrucciones sobre la gestión cotidiana relacionada con la construcción o mejora de líneas de distribución cuando no sobrepasen lo establecido en los planes financieros o cualquier otro tipo de instrumento equivalente aprobado por la matriz. En el mismo sentido, el Consejo de Ministros acordó aprobar la operación el 3 de febrero de 2006, sujeto a, entre otras condiciones, la separación funcional entre actividades libres y reguladas.

Por otra parte, por lo que se refiere a las fusiones planteadas por Endesa entre filiales en Latinoamérica, a la fecha del presente Folleto Gas Natural no ha adoptado decisión alguna ni tiene previsión alguna en cuanto a la realización o no de las mismas.

Política de Empleo

La Sociedad Oferente no prevé cambio alguno de relevancia en relación con el personal y con el equipo directivo de nivel medio de la Sociedad Afectada como consecuencia de la reorganización anteriormente mencionada, incluso aunque la misma suponga la fusión entre Gas Natural y Endesa.

4.1.3 Inversiones, activos y pasivos

Política de inversiones

Con el fin de asegurar un crecimiento orgánico constante, la Sociedad Oferente tiene la intención de mantener los planes de inversiones ya anunciados por Endesa y Gas Natural, que suponen aproximadamente 17.000 millones de euros desde 2006 hasta el año 2009 (una vez deducidas las

inversiones asociadas a aquellos activos en que está previsto desinvertir conforme a los planes de desinversión contemplados en el subepígrafe siguiente), a los que habría que añadir 500 millones como consecuencia de las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros, y ello incluyendo inversiones tanto en actividades reguladas como no reguladas. Más concretamente, y considerando los planes de inversiones combinados de Gas Natural y Endesa, está previsto que dichas inversiones se dediquen, de forma aproximada, al área de negocio de generación (36%), al área de negocio de distribución (27%), a Latinoamérica (18%), a Europa (12%) y al área de negocio “Upstream + Midstream” (7%).

Por lo que respecta al negocio regulado, la Sociedad Oferente tiene la intención de continuar invirtiendo en la mejora de la calidad del servicio. De acuerdo con la resolución de la Comisión Nacional de Energía a que se refiere el apartado 4.4.2 siguiente, la Comisión Nacional de Energía ha condicionado la operación a la asunción por Gas Natural de todos los compromisos de inversión en actividades reguladas del sector eléctrico, incluidos en el Plan de Inversión de Endesa para el periodo 2005-2009. Estos incluyen los correspondientes a distribución de electricidad, generación eléctrica en territorios extrapeninsulares y redes de transporte de energía. Asimismo, Gas Natural deberá asumir y realizar todas las inversiones en actividades reguladas de gas, tanto de transporte como de distribución, incluidas en los planes de inversión de Endesa y de la propia Gas Natural para el periodo 2005-2009, respetando el reparto territorial de las mismas. En el caso de desinversiones en activos regulados, el comprador asumiría los compromisos de inversión vinculados a los mismos.

En todo caso, el nuevo Grupo de Gas Natural no descarta la realización de inversiones adicionales en el supuesto de que surjan oportunidades interesantes (si bien a fecha del presente Folleto estas oportunidades aún no se han identificado).

Política de desinversiones

Gas Natural diseñó un Plan de Desinversiones preliminar, a llevar a cabo en los ejercicios 2006 y 2007, con una serie de desinversiones en determinados activos, tanto de Gas Natural como de Endesa, por importe aproximado de entre 7.500 y 9.500 millones de euros. Estas desinversiones incluían los activos comprendidos en la propuesta de compromisos presentada a las autoridades españolas de competencia denominada “Plan de Remedios” así como otros activos fuera de España. Parte de los activos de dicho Plan de Desinversiones estaban incluidos en el acuerdo con Iberdrola se describe en el siguiente subapartado (“Acuerdo con Iberdrola”).

El 3 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros acordó la aprobación de la operación sujeta a una serie de condiciones que se detallan en el apartado 4.3.2 siguiente. Estas condiciones obligan a realizar desinversiones, que deberán cumplir una serie de requisitos. En concreto, según la condición número 19 descrita en el apartado 4.3.2 siguiente, en el plazo de un mes desde la fecha del Acuerdo de Consejo de Ministros, Gas Natural deberá presentar ante el Servicio de Defensa de la Competencia un plan confidencial detallado de actuaciones y plazos (Plan de Actuaciones) para la instrumentación de las condiciones en él contenidas.

Gas Natural estima que las desinversiones totales requeridas para cumplir con las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros, así como por los compromisos asumidos en el acuerdo con Iberdrola, podrían ascender a un importe estimado de mercado de entre los 8.500 y 10.500 millones de euros.

Por otra parte, se hace constar que la autorización de la operación por la Comisión Nacional de Energía a que se refiere el apartado 4.4.2 siguiente se encuentra condicionada a la enajenación por el nuevo grupo de activos por valor de, al menos, 8.200 millones de euros, a lo que se espera dar cumplimiento mediante la ejecución del mencionado “Plan de Actuaciones” y otras desinversiones adicionales contempladas en el acuerdo con Iberdrola.

Fuera de estas desinversiones, a la fecha del presente Folleto, la Sociedad Oferente no tiene planes o intenciones respecto a la utilización o disposición de los activos de la Sociedad Afectada fuera del

curso ordinario propio de su actividad, y ello salvo que surjan oportunidades de desinversión en activos no energéticos en términos y condiciones atractivos. En tal caso, Gas Natural se compromete a repartir las plusvalías obtenidas de la enajenación de dichos activos no energéticos en el periodo 2005 - 2009 en los términos descritos en el apartado 4.1.7 siguiente.

En el caso de los activos de Endesa, las desinversiones se realizarán por los órganos sociales de las sociedades del grupo Endesa titulares de cada activo, una vez adquirido el control efectivo de Gas Natural sobre Endesa S.A.

La transmisión de activos en sectores regulados en España se realizará con todos los medios precisos para garantizar la adecuada continuidad en la gestión y prestación de los servicios en dicho sector. Asimismo, y conforme se indica en el apartado 4.4.2 siguiente, la Comisión Nacional de Energía ha condicionado la operación a que en los eventuales contratos de compraventa de los activos regulados que se desinviertan como consecuencia de la misma figure la asunción por parte del comprador, respecto de esos activos, de los compromisos de inversión en actividades reguladas del sector eléctrico incluidas en el Plan de inversión de Endesa para el periodo 2005-2009 así como todas las inversiones en actividades reguladas de gas, tanto de transporte como de distribución, incluidas en los planes de inversión de Endesa y de Gas Natural para el periodo 2005-2009, respetando el reparto territorial de las mismas.

Plan de Remedios

El denominado “Plan de Remedios” fue presentado por Gas Natural ante el Servicio de Defensa de la Competencia el pasado 12 de septiembre de 2005 al objeto de remediar las eventuales dificultades que pudieran observarse en la operación, así como contribuir a la reordenación del sector energético para lograr una competencia real y efectiva.

El “Plan de Remedios” contempla desinversiones tanto en el mercado del sector eléctrico como en el mercado del gas natural:

- (a) En el mercado del sector eléctrico el mencionado plan contempla desinversiones en las siguientes actividades:
- (i) en la actividad de generación, donde se prevé la venta de aproximadamente 4.730 MW de potencia instalada de Endesa tanto en la Península Ibérica (donde se venderían cerca de 3.100 MW) como en las Islas Baleares (donde se venderían cerca de 1.630 MW), conforme el siguiente detalle:

Zona Geográfica	Potencia instalada (MW)
Régimen ordinario en Península Ibérica	
Carbón	1.500 MW (Planta As Pontes) 1.100 MW (Planta de Carbón de Teruel)
Fuel Gas	525 MW (Planta de Foix)
CCTG	800 MW (Planta de Foix, en proyecto) 400 MW (Planta de Estremera, en proyecto)
Régimen ordinario en Islas Baleares	
Carbón	510 MW
Fuel Gas	660 MW
CCTG	450 MW
Régimen especial en Islas Baleares	
Eólica	3 MW
Resto	42 MW

- (ii) en la actividad de distribución, donde se prevé la desinversión de todo el sistema eléctrico balear de Endesa, lo que supone la cesión de aproximadamente 600.000 puntos de suministro de electricidad; y
 - (iii) en la actividad de comercialización, donde se prevé que Gas Natural ceda su cartera de clientes del mercado liberalizado eléctrico.
- (b) En el mercado del gas natural, el mencionado Plan contempla desinversiones en los siguiente submercados y actividades:
- (i) en la actividad de distribución de gas, donde se prevé la desinversión de activos de distribución de gas mediante la cesión de 1.250.000 puntos de suministro en las Islas Baleares (correspondientes a Endesa) y en Valencia, Murcia y Madrid (correspondientes a Gas Natural);
 - (ii) en el submercado de infraestructuras, donde se propone la desinversión de las participaciones minoritarias de Endesa en las plantas regasificadoras de Sagunto y Ferrol; y
 - (iii) en el submercado de comercialización, donde el nuevo Grupo desinvertirá volúmenes en el mercado liberalizado hasta alcanzar la cuota previa de Gas Natural liberando un volumen de gas equivalente a la cuota actual de Endesa y, si fuera necesario, el suministro del gas necesario para los contratos de comercialización cedidos durante el plazo remanente de vigencia de los mismo.

Asimismo, el Plan de Remedios contempla otras desinversiones en el mercado energético español. Concretamente, se enajenarán determinadas participaciones en sociedades respetando, en cualquier caso, las participaciones en OMEL, REE y en otros operadores relevantes. Entre esas desinversiones, se encuentra la reducción de la participación de Gas Natural en Enagás de acuerdo con lo indicado en el apartado 2.6.2.

Alguna de las condiciones impuestas por el Acuerdo del Consejo de Ministros el 3 de febrero de 2006 no forman parte del “Plan de Remedios” presentado por Gas Natural, en otros casos, aun formando parte del “Plan de Remedios”, presentan un alcance o contenido diferente (como en el caso del volumen de puntos de suministro en la actividad de distribución de gas que deben enajenarse) y, finalmente, algunas propuestas del Plan de Remedios no han sido consideradas en el Acuerdo del Consejo de Ministros. El “Plan de Actuaciones” a que se refiere la condición número 19 impuesta por el Consejo de Ministros deberá presentarse por Gas Natural en el plazo de un mes al Servicio de Defensa de la Competencia. El Servicio de Defensa de la Competencia dispondrá de otro mes para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. El Servicio de Defensa de la Competencia podrá introducir modificaciones al “Plan de Actuaciones”.

Acuerdo con Iberdrola

Gas Natural e Iberdrola, S.A. suscribieron el pasado 5 de septiembre de 2005 un acuerdo cuya eficacia está sujeta a lo que dispongan las autoridades competentes y a la toma efectiva de control de la Sociedad Afectada por Gas Natural. Se adjunta como **Anexo 15** copia del citado acuerdo.

El Acuerdo tenía por objeto la transmisión por parte de Gas Natural a Iberdrola de parte de los activos recogidos en el “Plan de Remedios” (descritos en el anterior subapartado), así como otros activos no estratégicos que se describen a continuación.

El 3 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros acordó la aprobación de la operación sujeta a una serie de condiciones que se detallan en el apartado 4.3.2 siguiente. Alguna de las condiciones

impuestas por el Acuerdo del Consejo de Ministros el 3 de febrero de 2006 en materia de desinversiones no forman parte del “Plan de Remedios” presentado por Gas Natural. Aunque a fecha de este Folleto Gas Natural aún no ha decidido los activos a desinvertir, alguno de los que se incluyan en el “Plan de Actuaciones” que apruebe el Servicio de Defensa de la Competencia seguramente no coincida con el “Plan de Remedios”. Por otra parte, el “Plan de Actuaciones” también podría afectar al Acuerdo con Iberdrola.

Gas Natural considera que Iberdrola es un comprador solvente, con la debida experiencia y capacidad técnica para asegurar la adecuada explotación de los activos y garantizar la seguridad del sistema. Este acuerdo es el único suscrito entre ambas partes en relación con la presente Oferta y no crea relación alguna de asociación, cooperación o empresa conjunta entre las partes.

Los activos a que se refiere el Acuerdo con Iberdrola son los siguientes:

- (a) en el mercado de electricidad se pretende desinvertir en los siguientes activos de generación eléctrica:

Zona Geográfica	Potencia instalada (MW)
Régimen ordinario en Península Ibérica	
Carbón	1.500 MW (Planta As Pontes) 1.100 MW (Planta de Carbón de Teruel)
Fuel Gas	525 MW (Planta de Foix)
CCTG	800 MW (Planta de Foix, en proyecto)
Régimen ordinario en Islas Baleares	
Carbón	510 MW
Fuel Gas	660 MW
CCTG	450 MW
Régimen especial en Islas Baleares	
Eólica	3 MW
Resto	42 MW

En la actividad de distribución eléctrica, se prevé la desinversión de todo el sistema eléctrico balear de Endesa, lo que supone la cesión de aproximadamente 600.000 puntos de suministro de electricidad;

- (b) en el mercado del gas natural, contempla desinversiones en la actividad de distribución de gas natural, donde se prevé la desinversión de activos de distribución de gas mediante la cesión de 1.250.000 puntos de suministro en las Islas Baleares (correspondientes a Endesa) y en Valencia, Murcia y Madrid (correspondientes a Gas Natural);
- (c) en el extranjero, de las desinversiones previstas en Italia (concretamente, 2.600 MW en la actividad de generación eléctrica mediante la cesión de instalaciones y 200 MW en energías renovables mediante la cesión de parques eólicos en desarrollo) y Francia (mediante la venta del 65% de SNET, lo que comporta 2.600 MW de potencia instalada en Francia, 140 MW equivalentes en Polonia y 13 MW equivalentes en Turquía).

En el caso concreto de la venta de activos de generación en Italia, los activos procederían de la filial italiana de Endesa, en la que actualmente existe un socio minoritario. La operación podrá requerir el consentimiento previo de este socio, de forma que la compraventa del paquete de activos quede sujeta a alcanzar un acuerdo con él. En este sentido, Gas Natural

desconoce si se dan situaciones similares en otras filiales francesas o italianas de Endesa. No se ha recibido ninguna información sobre la postura que dicho socio pudiera adoptar a este respecto.

La transmisión de activos en sectores regulados en España se realizará con todos los medios precisos para garantizar la adecuada continuidad en la gestión y prestación de los servicios en dicho sector. Asimismo, y con tal fin, Iberdrola se ha comprometido a mantener la inversión prevista en cada uno de estos sectores.

En relación con los activos de Endesa en Latinoamérica, Iberdrola ha mostrado su interés en establecer compromisos semejantes a los alcanzados para Europa. Esto no obstante, ambas sociedades han decidido retrasar cualquier decisión en la materia hasta haber alcanzado un conocimiento más detallado de dichos activos.

De forma provisional y no vinculante, Gas Natural e Iberdrola han cuantificado el ingreso a obtener por las desinversiones previstas en el acuerdo con Iberdrola en una cifra de entre 7.000 y 9.000 millones de euros. Esta cifra podría verse alterada una vez se determinen los activos que efectivamente se desinviertan, conforme a las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros el 3 de febrero de 2006. En todo caso, a fin de que estas desinversiones se hagan mediante un procedimiento cierto y ágil, que asegure que los activos se venden a su valor de mercado, Gas Natural e Iberdrola han acordado que el precio de los activos se determine en la forma ya comunicada por dos o, en su caso, tres bancos de negocio atendiendo al “*fair market value*” de los activos o participaciones referido al día de toma de control de Gas Natural sobre Endesa. Para calcular dicho valor, los bancos de negocio aplicarán los métodos de descuento de flujos de caja y precios en transacciones precedentes que comporten la adquisición de control, entre las que se incluirá la presente Oferta.

Adicionalmente, mediante este acuerdo, Iberdrola se obliga a no transmitir fuera de su grupo de empresas los activos y participaciones adquiridos durante un plazo de cuatro (4) años desde la fecha de adquisición. En caso de que Iberdrola pretenda transmitir el control, incluso conjunto, de dichos activos o participaciones a un tercero dentro de dicho plazo, Gas Natural dispondrá de un derecho de adquisición preferente sobre el tercero para adquirir en las mismas condiciones que el tercero hubiera ofrecido en firme a Iberdrola.

El Acuerdo suscrito entre las Partes queda condicionado a (i) la adquisición de una participación mayoritaria por Gas Natural en el capital Endesa que le permita, por medio de los órganos societarios, disponer de dichos activos o participaciones, (ii) la compatibilidad de la operación de compra con la decisión que adopten las autoridades competentes y a la obtención de las correspondientes autorizaciones por parte de estas últimas y (iii) la obtención de los eventuales consentimientos de terceros que fueran necesarios (gobiernos, autoridades reguladoras y terceros que formen parte de acuerdos de accionistas cuya existencia o contenido es actualmente desconocida por Gas Natural).

En particular, y según se indica en informe del Servicio de Defensa de la Competencia emitido con ocasión de la presente Oferta, el acuerdo entre Gas Natural e Iberdrola no forma parte de la operación de concentración derivada de la presente Oferta. Por el contrario, el mencionado acuerdo constituye una operación de concentración distinta que, en su caso, deberá ser comunicada a las autoridades de competencia en función de su dimensión y en el marco del correspondiente proceso de control de concentraciones.

Nada en el Acuerdo limita ni la libertad de Gas Natural de aceptar o no las condiciones que se impongan por parte de las autoridades competentes en relación con la OPA; ni la libertad de Iberdrola de aceptar o no las condiciones que se impongan por parte de las autoridades competentes en relación con las adquisiciones de activos y participaciones previstas en el Acuerdo.

Finalmente, cualquiera de las Partes podrá denunciar el Acuerdo transcurridos veinticuatro (24) meses desde la firma del Acuerdo sin que se hubiera producido la toma de control de Gas Natural sobre Endesa.

Política respecto de los pasivos de Endesa

Gas Natural tiene la intención de que las cantidades obtenidas por Endesa procedentes de la disposición de activos contemplada en el Plan de Actuaciones y en el Acuerdo con Iberdrola se destinen a la reducción de la deuda neta de Endesa, excepto en el caso de que las necesidades de financiación de Endesa, las circunstancias de los mercados financieros u otros factores relevantes en el momento en que se produzca cada una de dichas disposiciones, aconsejen destinar el producto de la venta a otros fines (como, por ejemplo, oportunidades de inversión).

Respecto de la deuda de Endesa aún pendiente con posterioridad al proceso de amortización arriba mencionado, Gas Natural no tiene intenciones o planes concretos en la actualidad respecto de la refinanciación de la misma, sin perjuicio de que dicha refinanciación pudiera ser acometida posteriormente en atención a los términos de la misma, a las condiciones de mercado y a la evolución del nuevo Grupo tras la Oferta. Por otra parte, no existen planes o intenciones de emisión de deuda o valores fuera del curso normal de los negocios de Gas Natural y Endesa.

4.1.4 *Modificaciones estatutarias*

Aparte de la modificación de estatutos sociales de Endesa en los términos señalados en el apartado 2.8.2 anterior, y de las que pudieran resultar de la reorganización anteriormente citada (incluyendo la eventual fusión de la Sociedad Afectada con la Sociedad Oferente), la Sociedad Oferente analizará y determinará, con posterioridad a la liquidación de la Oferta, otras modificaciones de los estatutos sociales de la Sociedad Afectada que pudiera, en su caso, considerar convenientes atendiendo a la realidad del negocio y del accionariado de la Sociedad Afectada o, en su caso, la práctica de grupo de la Sociedad Oferente, sin que a la fecha del presente Folleto se haya concretado ninguna de dichas posibles modificaciones estatutarias. Asimismo se adaptarían los Reglamentos de Consejo de Administración y de Junta General a la vista de las concretas modificaciones estatutarias introducidas, sin que a la fecha del presente Folleto se hayan concretado las mismas.

Asimismo, si las modificaciones estatutarias referidas en el apartado 2.8.2 anterior no fuesen adoptadas con anterioridad a la finalización del plazo de aceptación de la Oferta pero la Sociedad Oferente no obstante renunciase a las correspondientes condiciones, la Sociedad Oferente tiene la intención de promover la modificación de determinados artículos de los estatutos de Endesa en la medida en que los mismos impidan la toma de control efectiva de la Sociedad Afectada.

4.1.5 *Órgano de administración*

Por lo que se refiere al Consejo de Administración de la Sociedad Afectada, es intención de Gas Natural adaptar el mismo a la nueva realidad accionarial que resulte de la presente Oferta. En concreto, la Sociedad Oferente tiene intención de estar representada en el Consejo de Administración de Endesa y en las comisiones delegadas de dicho Consejo al menos en proporción a la participación que alcance en el capital social de la Sociedad Afectada. A estos efectos, la Sociedad Oferente tiene intención de promover una renovación de la composición y estructura del Consejo de Administración y de las comisiones delegadas del Consejo de la Sociedad Afectada (Comisión de Auditoría y Cumplimiento, Comité de Nombramientos y Retribuciones y Comisión Ejecutiva), y ello sin que se descarte una variación en el número de sus miembros, aunque a fecha de este Folleto no existen planes o previsiones al respecto.

Sin perjuicio de las adecuaciones estatutarias y de otra documentación societaria que pudieran efectuarse de conformidad con lo indicado en el párrafo 4.1.4, y mientras Endesa sea una sociedad cotizada, la intención de la Sociedad Oferente es continuar observando las recomendaciones de buen gobierno corporativo. Por ello, la sociedad Oferente tiene previsto mantener consejeros

independientes en el Consejo de Administración de la Sociedad Afectada, si bien su número se verá reducido de forma significativa como consecuencia del nombramiento de consejeros dominicales a propuesta de Gas Natural. Gas Natural también tiene previsto conservar el funcionamiento de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento, del Comité de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión Ejecutiva actualmente existentes; si bien con las modificaciones que pudieran resultar oportunas en función de la reforma estatutaria que tenga lugar así como de las posibles modificaciones del Reglamento del Consejo de Administración y demás documentación societaria que resulten precisas a fin de mantener la coherencia y consistencia de dicha documentación a la vista de las concretas modificaciones estatutarias introducidas. Además, la estructura de estas comisiones se adaptará a la que resulte del Consejo de Administración tras la liquidación de la Oferta.

Por el contrario, en caso de que Gas Natural promoviera la exclusión de negociación de las acciones de Endesa conforme se indica en el apartado 4.1.6 siguiente, la estructura del Consejo de Administración de esta sociedad se vería afectada mediante la sustitución de los consejeros independientes por consejeros dominicales o ejecutivos. Asimismo, con posterioridad a una eventual exclusión de negociación de Endesa, Endesa dejaría de observar las recomendaciones de buen gobierno que como sociedad cotizada viene observando hasta la fecha, sin perjuicio del mantenimiento de la Comisión Ejecutiva, de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento y del Comité de Nombramientos y Retribuciones, cuya estructura y funcionamiento podrán ser en todo caso independientes de dichas recomendaciones.

4.1.6 *Iniciativas relativas a la cotización de las acciones*

Gas Natural hace constar que, si como consecuencia del elevado número de valores que acepten la Oferta, Endesa dejara de mantener unos niveles adecuados de liquidez y frecuencia de negociación, Gas Natural tiene intención de promover, en el plazo más breve posible (que en ningún caso excederá de seis (6) meses) la convocatoria de la Junta General de accionistas de Endesa, a la que se propondrá, con el voto favorable de Gas Natural, la exclusión de negociación de las acciones de Endesa de todos los mercados en los que actualmente cotiza y la solicitud de dicha exclusión a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, la Securities Exchange Commission norteamericana y a la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile. No obstante lo anterior, en la práctica y de acuerdo con lo que señala a continuación, la exclusión de negociación de las acciones de Endesa de la Bolsa de Nueva York requerirá la existencia de menos de 300 titulares de valores que sean residentes en EE.UU.

En el caso contrario, es decir, para el supuesto de que Endesa mantenga unos niveles de liquidez y frecuencia de negociación adecuados, se hace constar que Gas Natural no tiene previsión alguna ni ha adoptado ninguna decisión respecto de la posible exclusión de cotización de Endesa o su permanencia en bolsa.

Si Gas Natural llegara a promover la exclusión de negociación de Endesa, ésta se realizaría siempre con cumplimiento de los requisitos legales que resulten aplicables y, en particular, los previstos en el artículo 34 de la Ley 24/1998, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en el artículo 7 del Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio.

Asimismo, la Sociedad Oferente, atendiendo en todo momento a los requisitos y formalidades exigibles en cada jurisdicción, realizaría cuantas acciones resulten precisas a fin de que la exclusión de cotización tenga lugar, en la medida de lo posible, de forma coordinada y simultánea en todos los mercados en los que las acciones de Endesa se encuentran admitidas a negociación.

Más concretamente, en el caso de Estados Unidos, este proceso requerirá la exclusión de negociación de las acciones de Endesa de la Bolsa de Nueva York así como la retirada de esta sociedad del registro de la *Securities Exchange Commission*, lo que habrá de llevarse a cabo conforme a las Reglas 12(b) y 12 (g) de la *Securities Exchange Act* estadounidense de 1934.

Conforme a la mencionada Sección 12 (b), Endesa podrá voluntariamente excluir sus valores de cotización de la Bolsa de Nueva York mediante el acuerdo de su consejo de administración y el registro ante la Securities and Exchange Commission del denominado "Formulario 25", por el que se comunica a dicha autoridad tanto la intención de excluir los valores de cotización de la Bolsa de Nueva York como la de retirar a la sociedad del registro de la Securities and Exchange Commission. En general, y salvo que la Securities and Exchange Commission decida posponer la fecha de entrada en vigor de la exclusión de cotización, ésta se hará efectiva diez (10) días después de la fecha en que el mencionado Formulario 25 haya sido presentado. Esto no obstante, en la práctica y de acuerdo con lo que señala a continuación, la exclusión de negociación de las acciones de Endesa de la bolsa de Nueva York requerirá la existencia de menos de 300 titulares de valores que sean residentes en EE.UU.

La exclusión de cotización de los valores de Endesa de la Bolsa de Nueva York no liberará a esta sociedad del cumplimiento de las obligaciones de información periódica derivadas de su condición de sociedad registrada en la Securities and Exchange Commission, conforme a lo dispuesto en la mencionada Sección 12 (g). Concretamente, en el caso de Endesa, la pérdida de la condición de sociedad registrada requerirá la existencia de menos de 300 titulares de valores que sean residentes en EE.UU., lo que deberá ser certificado por la sociedad mediante el denominado "Formulario 15" que debe ser presentado a la Securities and Exchange Commission. Cumplidas estas condiciones, y a discrecionalidad de la Securities and Exchange Commission, la retirada de registro de Endesa se haría efectiva noventa (90) días después de la presentación del mencionado Formulario 15.

La retirada del registro de la Securities and Exchange Commission sólo se producirá cuando se autorice la exclusión de negociación de los valores negociados en la Bolsa de Nueva York, lo que en la práctica exige la existencia de menos de 300 titulares de valores residentes en EE.UU. Esto significa que, en términos prácticos, sólo se conseguirá la exclusión de negociación bajo la Sección 12(b) cuando se cumplan los requisitos exigidos para la retirada del registro bajo la Sección 12(g). A tal fin, Gas Natural podría considerar mecanismos de compra y recompra de acciones ordinarias o ADS de Endesa destinados a reducir el número de titulares de valores de Endesa residentes en EE.UU., sin que a la fecha del presente Folleto haya tomado ninguna decisión al respecto.

En todo caso, se hace constar que, de llevarse a cabo, la fusión entre Gas Natural y Endesa implicaría la extinción de la personalidad jurídica de Endesa y su consiguiente exclusión de negociación. Ello supondría además la supresión automática de titulares registrados de valores de Endesa que sean residentes de los EE.UU., lo que haría posible excluir los valores de Endesa de la Bolsa de Nueva York y retirarlos del registro de la Securities Exchange Commission.

4.1.7 Políticas de remuneración al accionista

Gas Natural

En caso de que la Oferta tenga resultado positivo, Gas Natural tiene intención de continuar con su actual política de dividendos, en cuanto a periodicidad se refiere, mediante el pago de un dividendo a cuenta pagado habitualmente en enero y un dividendo complementario pagado habitualmente en julio.

Gas Natural tiene igualmente la intención de incrementar la cantidad destinada a dividendo ordinario a sus accionistas hasta alcanzar un 52-55% del beneficio neto consolidado para 2008. En cualquier caso, Gas Natural se ha fijado como objetivo que su dividendo por acción crezca a una tasa anual de al menos el 15% entre el periodo 2006-2009 (y ello con independencia de que se haya producido o no la posible fusión entre Gas Natural y Endesa).

Lo anterior es coherente con el objetivo fijado por Gas Natural de repartir como dividendos durante los ejercicios 2006-2010 una cantidad total que permita a los accionistas de Endesa que acepten la Oferta y reinviertan el pago en efectivo recibido en acciones de Gas Natural (asumiendo un precio

de reinversión de 24,53 euros por acción -igual al precio de cierre de las acciones de Gas Natural el día 2 de septiembre de 2005- y asumiendo que mantengan las acciones de Gas Natural recibidas como contraprestación y las adquiridas posteriormente hasta la finalización del ejercicio 2010) obtener una cantidad total equivalente al "dividendo por actividades ordinarias" por importe de aproximadamente 5.000 millones de euros que se desprende de la presentación realizada por el actual equipo gestor de Endesa el pasado 3 de octubre de 2005.

Adicionalmente, Gas Natural asume asimismo el compromiso de repartir como dividendos a sus accionistas la totalidad de las plusvalías resultantes de las ventas de activos no energéticos de Endesa percibidos de esta sociedad con cargo a los ejercicios 2005-2009 y que se detallan en el subapartado siguiente (excluyendo los obtenidos por la venta de Auna), así como de repartir las plusvalías resultantes de las ventas de otros activos no energéticos que realice la propia Gas Natural o sociedades pertenecientes a su Grupo distintas de la Sociedad Afectada y sociedades del Grupo de ésta en el mencionado periodo.

Por último, se hace constar que, según se ha mencionado en el apartado 2.2.2 anterior, las Nuevas Acciones de Gas Natural tendrán derecho al dividendo complementario que pague esta sociedad en el mes de julio de 2006 en la medida en que se encuentren inscritas en el Registro Mercantil de Barcelona con anterioridad a la fecha de distribución del mismo.

Endesa

La política de dividendos ordinarios de Endesa tras la Oferta, será la que determine el Consejo de Administración de dicha sociedad y Gas Natural procurará que esté orientada a facilitar el cumplimiento del plan de inversiones de Endesa y a contribuir a la política de dividendos de Gas Natural, sin que a la fecha del presente Folleto exista una previsión más concreta sobre la evolución futura de los dividendos de Endesa, su mantenimiento, o la variación que éstos puedan experimentar respecto de los distribuidos en el pasado.

Adicionalmente, Gas Natural asume el compromiso de hacer que Endesa reparta las plusvalías derivadas de la venta de activos no energéticos (excluidos los derivados de la venta de Auna cuyo reparto no ha sido propuesto a la Junta General de Accionistas de Endesa por ser una plusvalía correspondiente al ejercicio 2006, que ascienden a 171 millones de euros) con cargo al periodo 2005-2009. En este sentido, el actual equipo gestor de Endesa anunció en su presentación del pasado día 3 de octubre de 2005 que una gran parte de dichas plusvalías (alrededor de 750 millones de euros de los 1.000 millones de euros anunciados) estaría asociada a la venta de activos inmobiliarios. Gas Natural considera, con la limitada información pública disponible, que dichas plusvalías estarían asociadas, en su caso, a la recalificación futura de terrenos, sin que exista garantía alguna de que dicha recalificación vaya efectivamente a producirse o de que el valor de los terrenos afectados permitiera a Endesa obtener plusvalías en la citada cantidad.

Por último, se hace constar que, según se detalla en el apartado 4.1.2 siguiente, la Comisión Nacional de Energía ha condicionado la operación a que durante el periodo 2005-2009, las sociedades del grupo resultante de la integración de Gas Natural y Endesa que desarrollen actividades reguladas sólo repartan dividendos cuando los recursos que generen (definidos como flujo de caja o suma del beneficio neto del ejercicio y amortizaciones) sean suficientes para atender tanto sus compromisos de inversión como la suma de la amortización de la deuda financiera y los correspondientes gastos financieros.

En todo caso, se prevé que las políticas de remuneración al accionista anteriormente descritas resulten compatibles no sólo con las condiciones impuestas por la Comisión Nacional de Energía, sino también con las derivadas de la financiación bancaria descrita en el apartado 2.6 anterior.

4.1.8 Consolidación fiscal

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 68 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 marzo, en caso de resultado

positivo de la Oferta, las sociedades españolas del grupo fiscal de Endesa, incluida la propia Endesa, sobre las que Gas Natural adquiera una participación directa o indirecta de al menos el 75% del capital social se integrarán obligatoriamente en el grupo fiscal de Gas Natural con efecto del periodo impositivo siguiente.

4.2 Impacto de la adquisición de acciones de la Sociedad Afectada en la Sociedad Oferente

A continuación se incluye una estimación del impacto que tendría para Gas Natural la adquisición de las acciones de Endesa objeto de la presente Oferta respecto del activo (incluyendo el fondo de comercio), los fondos propios, el endeudamiento financiero neto consolidado y los resultados de Gas Natural. La citada estimación se basa en los estados financieros pro forma cerrados a 30 de junio de 2005, elaborados sobre la hipótesis de que la totalidad del capital social de Endesa acepta la Oferta y sin considerar los efectos potenciales de disposiciones de activos. Dichos estados financieros vienen recogidos con mayor detalle en el Módulo de Información Pro forma que forma parte del Capítulo VI del presente Folleto.

Impacto sobre el Activo

El impacto de la integración de Gas Natural y Endesa sobre el activo combinado de ambas sociedades se reflejaría exclusivamente en la partida de activo fijo, única sujeta a ajustes conforme a los estados financieros combinados y condensados pro forma disponibles. Sobre esta base, el activo fijo combinado de Gas Natural y Endesa, ascendería a 67.243 millones de euros como resultado de la combinación de los activos fijos de ambas sociedades (9.693 millones de euros y 41.686 millones de euros, respectivamente) con un ajuste de 15.864 millones de euros.

Activo Fijo	Real		Ajustes	Combinado Pro Forma
	Gas Natural	Endesa		
Inmovilizado material	7.141	30.465	7.024 ¹	44.630
Fondo de comercio de consolidación	456	3.763	8.095	12.314
Otro inmovilizado inmaterial	1.295	717	693 ²	2.705
Inmovilizaciones financieras en compañías consolidadas según el método de puesta en equivalencia	223	1.111	--	1.334
Otros activos no corrientes	578	5.630	52 ³	6.260
Total Activo Fijo	9.693	41.686	15.864	67.243

1. El ajuste refleja el incremento en el inmovilizado material de Endesa para registrarlo a su valor razonable estimado basado en la valoración inicial del precio de compra.

2. El ajuste refleja el reconocimiento del inmovilizado inmaterial adquirido en base a la asignación inicial del precio de compra pro forma

3. El ajuste refleja el impuesto anticipado determinado usando el tipo impositivo estatutario del 35% relacionado con el reconocimiento de los gastos de emisión correspondientes a las acciones nuevas.

En el caso concreto del impacto sobre el fondo de comercio, la cifra de 12.314 millones de euros resultaría de la combinación del fondo de comercio de Gas Natural y del reconocimiento de un fondo de comercio adicional adquirido por Gas Natural por importe total de 11.858 millones de euros que incluye el fondo de comercio de Endesa. Dicho fondo de comercio adicional estaría basado en la siguiente asignación del precio de compra pro-forma:

	Valor razonable de los activos netos adquiridos (millones de €)
Tesorería	1.654
Otros activos circulantes	7.382
Inmovilizado material	37.489
Fondo de comercio	11.858
Inmovilizado Inmaterial	1410
Otros activos fijos	6.741
Deuda a largo plazo	(19.714)
Otros pasivos no circulantes	(12.011)
Acreedores por operaciones de tráfico y otras cuentas a pagar	(5.492)

	Valor razonable de los activos netos adquiridos (millones de €)
Otros pasivos circulantes	(2.204)
Socios externos	(4.469)
Total	22.644

Impacto sobre patrimonio

La integración de Gas Natural y Endesa daría lugar a un nuevo grupo con unos fondos propios de 19.576 millones de euros, con un capital social de 1.050 millones de euros y unas reservas de 18.526 millones de euros:

	Real		Ajustes	Combinado Pro Forma
	Gas Natural	Endesa		
Fondos propios				
Capital suscrito	448	1.271	(669) ¹	1.050
Otras reservas	4.447	8.144	5.935 ^{1y2}	18.526
Patrimonio atribuido sociedad dominante	4.895	9.415	5.266	19.576
Socios externos	272	4.469	--	4.741
Total Patrimonio	5.167	13.884	5.266	24.317

1. El ajuste refleja la eliminación del patrimonio histórico de Endesa y registra la emisión de 602 millones de acciones ordinarias de Gas Natural por el valor de 24.53 euros por acción.
2. El ajuste refleja el resultado de la prima obtenida por la emisión de las Nuevas Acciones (14.175 millones de euros) una vez deducidos 8,144 millones de euros reservas de Endesa y 96 millones de euros de costes de emisión.

Impacto sobre endeudamiento financiero neto consolidado

El nuevo Grupo de Gas Natural tendría un endeudamiento financiero neto de 30.541 millones de euros, que incluiría el endeudamiento financiero neto consolidado actual de la Sociedad Oferente y de la Sociedad Afectada (que a 30 de junio de 2005 ascendía aproximadamente a 3.003 millones de euros y 19.766 millones de euros respectivamente), así como la deuda de adquisición que se describe con más detalle en el apartado 2.6 del presente Folleto (y que ascendería aproximadamente a 7.800 millones de euros).

	Real		Ajustes	Combinado Pro Forma
	Gas Natural	Endesa		
Deuda financiera bruta	3.279 ¹	21.420	7.772 ²	32.471
Tesorería	276	1.654	--	1.930
Total Endeudamiento financiero neto consolidado	3.003	19.766	7.772	30.541

- 1 Incluye instrumentos financieros por importe de 79 millones de euros..
- 2 El ajuste refleja la financiación de la Oferta por importe de 7.772 millones de euros (no incluye posibles pagos derivados del régimen de adquisición de Picos)

Por otra parte, los ratios de endeudamiento de Gas Natural, de Endesa y combinados pro forma calculados a 30 de junio de 2005, son los que se detallan a continuación. Las partidas contables utilizadas para el cálculo de los ratios adjuntos han sido elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) de ambas sociedades.

	Gas Natural	Endesa	Combinado Pro Forma
EBITDA/ Interés Neto	7,59	4,78	4,36
Deuda Neta / EBITDA	2,14	4,12	4,92

Nota: Para el cálculo de los ratios del Combinado Pro Forma a 30 de junio de 2005 se ha considerado que (i) el EBITDA y el Interés Neto del periodo de doce meses terminado el 30 de junio de 2005 se han calculado mediante la agregación del EBITDA y del interés neto del primer semestre de 2005 y el EBITDA y del interés neto del segundo semestre de 2004; y (ii) la Deuda Neta se corresponde con la incluida en el balance Pro Forma a 30 de junio de 2005 (ver Módulo de Información Financiera Pro forma en el Capítulo VI de este Folleto e información pública periódica de Gas Natural y Endesa).

El objetivo de la Sociedad Oferente, en cuanto al grupo resultante, sería el de mantener a medio plazo una calificación crediticia en la categoría “A”, así como una estructura financiera sólida con un nivel de endeudamiento financiero neto consolidado objetivo de aproximadamente 21.000 millones de euros al finalizar el ejercicio 2009.

En el apartado 2.6.2 se indica el servicio financiero de la deuda que surge como consecuencia de la Oferta y en el apartado 10.3 del Capítulo VI el servicio financiero de la deuda de Gas Natural a 31 de octubre de 2005.

Impacto sobre resultados

Atendiendo a los beneficios combinados de Gas Natural y Endesa a 30 de junio de 2005, y considerando el impacto de la Oferta, se obtienen los siguientes resultados según NIIF:

	Real		Ajustes	Combinado Pro Forma
	Gas Natural	Endesa		
BENEFICIO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	555	1.654	(271)	1.938
Impuesto sobre sociedades	154	461	(95) ¹	520
BENEFICIO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	401	1.193	(176)	1.418
Ingresos atribuidos a socios externos	33	237	--	270
BENEFICIO DEL PERIODO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	€368	€956	€(176)	€1.148

1. El ajuste refleja el efecto impositivo de los ajustes pro forma en base a un tipo impositivo estatutario del 35%.

Sobre esta base, y atendiendo al número de acciones básicas y diluidas disponibles durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005, se obtendría un beneficio por acción de 1,09 euros frente a los 0,82 euros que corresponden individualmente a Gas Natural:

6 meses anteriores al 30 de junio de 2005	Gas Natural	Endesa	Combinadas pro forma
Número medio de acciones en el primer semestre de 2005	447.776	1.058.752	1.050.206
Beneficio por acción básico y diluido según NIIF	€0.82	€0.90	€1.09

En todo caso, conviene destacar que los anteriores resultados están basados en los estados financieros combinados y condensados pro forma, no tienen en consideración ni los ajustes correspondientes a pasivos de reestructuración, ni los costes en que pueda incurrirse para sufragar la integración de Gas Natural y Endesa en materia de formación e infraestructura, ni las posibles sinergias que puedan derivarse de la operación, ni los efectos de las desinversiones previstas.

Como se ha mencionado en el apartado 4.1.3 anterior, Gas Natural estima que las desinversiones totales requeridas para cumplir con las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros, así como por los compromisos asumidos en el acuerdo con Iberdrola, podrían ascender a un importe estimado de mercado de entre 8.500 y 10.500 millones de euros. Asumiendo que la combinación y la disposición de activos se produjese el 1 de enero de 2004, estas desinversiones podrían reducir el importe estimado de los ingresos de explotación y del resultado de explotación en los estados financieros pro forma a 31 de diciembre de 2004 (incluidos en el Módulo de Información financiera Pro forma que forma parte del Capítulo VI del presente Folleto) en un rango aproximado de entre 12% y 16%. Esta estimación ha sido hecha por Gas Natural y está basada en la limitada información disponible y dependerá de los activos finalmente dispuestos.

4.3 Derecho de la competencia

4.3.1 Autoridades comunitarias de competencia

La presente operación de adquisición no está sometida a la autorización prevista en el Reglamento (CE) número 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, al carecer de dimensión comunitaria conforme a los umbrales de notificación establecidos en el Artículo 1.2 y 1.3 de dicho Reglamento.

Esta circunstancia fue comunicada por la Comisión Europea a Gas Natural mediante fax de fecha 15 de noviembre de 2005. Se incluye copia de dicha comunicación como **Anexo 16** al presente Folleto Explicativo.

4.3.2 Solicitud de autorización ante las autoridades españolas de competencia

La presente operación de adquisición está sujeta al procedimiento de autorización previa previsto en el Capítulo II del Título I de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia y el Real Decreto 1443/2001 de 21 de Diciembre por el que se desarrolla la citada Ley 16/89 en lo referente al control de concentraciones económicas.

En consecuencia, la Sociedad Oferente notificó la operación de concentración al Servicio de Defensa de la Competencia el pasado 12 de septiembre de 2005 (esto es, en el plazo legal previsto en el Artículo 37 del Real Decreto 1.197/1991 de 26 de Julio). En dicha notificación, copia de cuya primera página sellada se adjunta como **Anexo 17**, Gas Natural solicitó, con arreglo a lo dispuesto en el Artículo 15.2 de la Ley 16/89, el levantamiento de la obligación de suspensión en el documento de notificación de la Oferta al Servicio de Defensa de la Competencia.

El Servicio de Defensa de la Competencia notificó a la Sociedad Oferente el 7 de noviembre de 2005 la resolución por la que se decidió remitir el expediente de concentración de la presente operación de adquisición al Tribunal de Defensa de la Competencia para su análisis (iniciándose la segunda fase de análisis de la presente operación de adquisición ante las autoridades de competencia españolas). Se adjunta copia de la mencionada notificación como **Anexo 17**. En dicha resolución de remisión del expediente de concentración, el Servicio de Defensa de la Competencia comunicó a la Sociedad Oferente que el Ministro de Economía decidió no conceder el levantamiento de la obligación de suspensión de la presente operación de adquisición. La Sociedad Oferente, al conocer la decisión del Ministro de Economía de remitir la presente operación de adquisición, decidió no hacer uso de la posibilidad de desistir de la Oferta prevista en el Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio.

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del pasado 20 de diciembre de 2005, en ejercicio de la función 15 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos, emitió informe no vinculante sobre la operación en el que se exponen las conclusiones del análisis de cada mercado y las condiciones necesarias que, a juicio de la CNE, permitirían la aprobación de la operación.

Por su parte, el 5 de enero de 2006, el Tribunal de Defensa de la Competencia emitió su informe no vinculante, en el cual se recomendaba la no autorización de la operación y del que se dio traslado al Ministro de Economía.

El 3 de febrero le fue notificado a la Sociedad Oferente el Acuerdo del Consejo de Ministros de igual fecha, cuya copia se adjunta como **Anexo 18**, por el que, de acuerdo con lo previsto en la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, el Real Decreto 1443/2001, de 21 de diciembre, y en el Real Decreto 1.197/1991, de 26 de julio, se decide subordinar a la observancia de la siguientes condiciones la operación de concentración económica consistente en la toma de control exclusivo de Endesa por parte de Gas Natural:

1. Gas Natural liberará en el mercado una cantidad anual de gas natural igual a la importada en el mercado español por Endesa durante 2005.
2. Gas Natural liberará en el mercado el exceso anual del contrato Sagane I sobre la cantidad necesaria para garantizar el suministro a tarifa, con un máximo de 1 bcm, que se asignará en cantidades mensuales con un horizonte anual.
3.
 - a. La asignación del gas correspondiente a las condiciones primera y segunda se realizará mediante subasta pública a la que podrá concurrir cualquier operador que cumpla la condición 16.
 - b. La liberación del gas correspondiente a las condiciones primera y segunda se realizará durante tres años a partir de 2007 inclusive. La primera subasta se realizará antes del 31 de diciembre de 2006.
 - c. Los términos exactos del procedimiento de subasta serán fijados por la CNE.
 - d. Como resultado de la subasta, Gas Natural suministrará al adjudicatario la cantidad de gas correspondiente en cualquiera de los puntos de entrada al sistema peninsular.
 - e. El precio mínimo de salida de las subastas será determinado sobre la base del coste efectivo de aprovisionamiento de gas correspondiente. El precio percibido por Gas Natural en virtud de la condición segunda durante los dos primeros años se corresponderá con el del contrato Sagane I. El exceso que resulte de la subasta sobre dicho precio será aplicado por Gas Natural a incrementar las inversiones previstas en la mejora de las infraestructuras de almacenamiento de gas y de las redes de transporte y distribución de energía.
4. Gas Natural procederá a la venta de las participaciones de Endesa en Saggas y Reganosa.
5. Gas Natural venderá cualquier participación accionarial directa o indirecta en ENAGAS que exceda del 1% y no podrá tener ningún representante en el consejo de administración de dicha sociedad.
6. Gas Natural venderá centrales de generación de electricidad con una capacidad instalada en España peninsular equivalente a 4.300 MW de fuentes de generación retirables con un período de vida útil de vida restante de al menos 10 años, que incluirán un mínimo de 400 MW tanto en Cataluña como en Andalucía.

En particular deberá enajenar centrales de ciclo combinado o hidráulica modulable con una capacidad instalada equivalente a 1.200 MW.
7. Durante un plazo de dos años, Gas Natural no podrá adquirir centrales de ciclo combinado en funcionamiento o en pruebas.
8. Gas Natural otorgará un derecho de rescisión unilateral sin penalización a sus actuales clientes en el aprovisionamiento de gas natural para centrales de ciclo combinado.
9. Gas Natural venderá el equivalente a su negocio de comercialización de electricidad y al negocio de comercialización de gas de Endesa. A tal fin segregará los activos y contratos en una sociedad que cumpla los requisitos previstos en la condición 16.
10. Gas Natural venderá su participación en Naturgas y Gas Natural de Álava.
11. Gas Natural venderá activos de distribución de gas natural que incorporen redes completas y contratos de suministro a tarifa con un mínimo de 1.500.000 puntos de suministro, dando lugar al menos a dos nuevos operadores con un mínimo de 250.000 puntos de suministro cada uno.

12. En el plazo de seis meses, Gas Natural cederá a una empresa o entidad independiente de cualquier actividad de suministro de energía la capacidad de formalizar los cambios de suministrador que tengan lugar por parte de aquellos clientes de electricidad y gas natural, tanto a tarifa como a mercado libre, cuyos puntos de suministro se encuentren en zonas donde la ejecución de la operación conduzca al solapamiento de redes de electricidad y gas natural bajo control de Gas Natural.
13. Gas Natural deberá adecuar su estructura de forma que asegure la separación funcional entre los negocios regulados y no regulados. En particular, Gas Natural garantizará la separación funcional de los negocios de redes de distribución y de suministro minorista.
14. A los efectos anteriores, Gas Natural está formada por Gas Natural SDG, S.A. y las empresas controladas por ella.
15. Los activos que se desinviertan en aplicación de las condiciones anteriores deberán enajenarse junto con los contratos, el personal y otros recursos materiales e inmateriales precisos para su adecuado funcionamiento autónomo. En su caso se incluirán los contratos de aprovisionamiento de gas correspondientes así como los contratos de suministro a precio libre o a tarifa con clientes.

En relación con las centrales de ciclo combinado a las que hace referencia la condición 6, Gas Natural ofrecerá el suministro de gas necesario para su operación durante los dos años siguientes a la enajenación de las mismas en condiciones equivalentes a las existentes con anterioridad a la operación de concentración.

16. La enajenación de los activos estará sujeta, previo informe de la CNE, a la autorización previa del Servicio de Defensa de la Competencia, que valorará la idoneidad del comprador propuesto por Gas Natural atendiendo a los siguientes requisitos:
 - a. Ser un competidor existente o potencial, sin vínculo alguno con Gas Natural.
 - b. Disponer de recursos financieros ajenos al vendedor, experiencia e incentivos para mantener y desarrollar la actividad cedida. En particular, el comprador deberá estar en condiciones de garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos por la normativa sectorial aplicable, de realizar la correspondiente actividad y asumir los planes estratégicos originales de las correspondientes redes.
 - c. No crear nuevos problemas de competencia ni ocasionar riesgos de que se retrase la aplicación del compromiso.
17. En relación con los plazos:
 - a. Gas Natural dispondrá de un plazo máximo confidencial, desde la ejecución de la operación mediante la toma de control de Endesa, para la enajenación de activos, que podrá convenirse en condiciones que libremente negocien las partes, siempre que ello no incluya el intercambio de activos en España.
 - b. De no realizarse en ese plazo, Gas Natural otorgará un mandato a un tercero independiente para que proceda a la desinversión (fideicomisario de enajenación) con el fin de que se suscriban los correspondientes acuerdos de compraventa en un plazo máximo confidencial.
 - c. Por lo que se refiere a la venta de activos de generación eléctrica, se procederá primero a la enajenación de 2.800 MW incluyendo los activos de Andalucía y Cataluña según los apartados a y b anteriores. Posteriormente se procederá a la enajenación de los 1.500 MW restantes, según los apartados a y b anteriores.

18. Durante el período transitorio que media entre la adquisición por Gas Natural del control de Endesa y la efectiva enajenación de los activos, Gas Natural se abstendrá de tomar decisiones que puedan poner en riesgo la gestión autónoma y la garantía de mantenimiento de valor de los mismos. Igualmente Gas Natural no tendrá acceso a la información sensible de los activos de Endesa que se incluyen en el paquete de desinversión.

Con el fin de garantizar el cumplimiento de la presente condición, el Gobierno nombrará un gestor independiente, a propuesta de Gas Natural y previo informe de la CNE. Dicho gestor será remunerado por Gas Natural, sin que la estructura de la correspondiente remuneración pueda poner en riesgo la independencia y eficacia del mismo en el cumplimiento de su trabajo.

19. En el plazo de un mes desde la fecha del Acuerdo de Consejo de Ministros, Gas Natural deberá presentar ante el Servicio de Defensa de la Competencia un plan confidencial detallado de actuaciones y plazos para la instrumentación de las condiciones en él contenidas. Este Plan de Actuaciones recogerá la propuesta de nombramiento de fideicomisario previsto en la condición 17 y el gestor independiente previsto en la condición 18. En todo caso, se deberán establecer las garantías en cuanto al acceso a la información comercial sensible de los activos por desinvertir que no estuvieran controlados por Gas Natural.

En el plazo máximo de un mes dicho plan deberá ser aprobado, previo informe de la CNE, por el Servicio de Defensa de la Competencia, que podrá introducir las modificaciones que considere oportunas.

Gas Natural informará al Servicio de Defensa de la Competencia con periodicidad mensual sobre los contactos y negociaciones con potenciales compradores de los activos por desinvertir y proporcionará un borrador del contrato de compraventa así como un informe sobre el potencial comprador para determinar el cumplimiento de los requisitos de la condición 16.

20. Se encomienda al Servicio de Defensa de la Competencia la vigilancia de la ejecución y el cumplimiento de este Acuerdo, contando para ello con la colaboración de la CNE. Asimismo el Servicio de Defensa de la Competencia podrá solicitar información o instar actuaciones del fideicomisario de la condición 17 y del gestor independiente de la condición 18.

A la vista de la decisión del Consejo de Ministros, el Consejo de Administración de Gas Natural, en su sesión extraordinaria de 6 de febrero de 2006, acordó continuar con la operación de concentración económica consistente en la toma de control exclusivo de Endesa por parte de Gas Natural.

4.3.3 Autoridades de competencia de otras jurisdicciones

A la vista de la información sobre la Sociedad Afectada de la que dispone la Sociedad Oferente, y atendiendo a la información sobre participaciones de la Sociedad Afectada en los países en los que desarrolla actividades comerciales, la adquisición de control indirecto de determinadas participaciones accionariales o de determinados activos de la Sociedad Afectada o sociedades de su Grupo como consecuencia de la realización de la Oferta, se encontrará sometida a procedimientos de notificación y autorización en los siguientes países:

- (a) **Italia:** Las autoridades italianas hicieron uso del mecanismo previsto en el artículo 22 del Reglamento CE 139/2004, y solicitaron a la Comisión Europea que fuera ésta la autoridad de competencia encargada de analizar las adquisiciones indirectas de control por parte de la Sociedad Oferente a resultas de la Oferta. La Comisión Europea rechazó esta posibilidad mediante decisión de fecha 27 de octubre. Tras el rechazo de la Comisión Europea a aceptar

la petición de las autoridades italianas, Gas Natural solicitó la autorización correspondiente a las autoridades italianas el 2 de noviembre de 2005.

El pasado 28 de diciembre de 2005, las autoridades italianas comunicaron la autorización incondicional de la operación, copia de la cual se adjunta **Anexo 19** al presente Folleto.

- (b) **Portugal:** La adquisición de control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Portugal resulta notificable en la medida en que la facturación conjunta de Gas Natural y Endesa en este país superó la cifra de 150 millones de euros y tanto Endesa como Gas Natural han facturado más de 2 millones de euros en Portugal a lo largo del ejercicio 2004. Bajo regulación portuguesa, el proceso de revisión y autorización de la operación conllevaría una primera fase de 30 días hábiles de duración, seguida, en su caso, de una segunda fase de 90 días hábiles adicionales.

Las autoridades portuguesas solicitaron a la Comisión Europea, a través del mecanismo previsto en el artículo 22 del Reglamento CE 139/2004, que conociera de los aspectos portugueses de la operación. La Comisión Europea rechazó esta posibilidad mediante decisión de fecha 27 de octubre. Tras el rechazo de la Comisión Europea a aceptar la petición de las autoridades portuguesas, Gas Natural solicitó la autorización correspondiente a las autoridades portuguesas el 3 de noviembre de 2005.

El plazo inicial de treinta (30) días hábiles mencionado anteriormente todavía no ha expirado, dado que el procedimiento de examen de la operación se ha suspendido varias veces, como consecuencia de los distintos requerimientos de información adicional dirigidos por las autoridades portuguesas a Gas Natural (la realización de una solicitud de información por parte de las autoridades de competencia, implica la suspensión automática del procedimiento en Portugal, que no se reanudará hasta que la autoridad considere completa la información facilitada). Debido a estas suspensiones del procedimiento, se estima que el plazo de treinta (30) días hábiles, expiraría durante la primera semana del mes de marzo.

La notificación a las autoridades de competencia portuguesas tiene efectos suspensivos, lo que significa que, si tras liquidarse la presente Oferta, Gas Natural no ha obtenido la autorización de las autoridades portuguesas de competencia, Gas Natural tendría que garantizar a las autoridades portuguesas de competencia que ha introducido los mecanismos necesarios para evitar ejercer control indirecto sobre los activos y filiales de la Sociedad Afectada en Portugal antes de haber recibido dicha autorización. Mientras tanto, Gas Natural no podrá participar en la gestión de dichas sociedades. En caso de denegación de la autorización, la Sociedad Oferente tendrá que vender los activos y sociedades de Endesa en Portugal para cumplir con la decisión de prohibición. Gas Natural considera que no existen circunstancias que, en principio, pudieran determinar la prohibición de la adquisición de control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Portugal. En cualquier caso, habrá que estar a la decisión final de las autoridades portuguesas de competencia.

- (c) **Francia:** En contestación a una consulta planteada por Gas Natural, las autoridades francesas han confirmado a Gas Natural que no será precisa notificación alguna por su parte en la medida en que la facturación de Endesa en Francia en el ejercicio económico de 2004 sólo superaría los 50 millones de euros si se considerase la facturación de SNET.
- (d) **Argentina:** La adquisición de control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Argentina debe notificarse dado que la facturación conjunta en este país de Gas Natural y Endesa superó los 200 millones de pesos argentinos en el ejercicio 2004.

La notificación deberá presentarse en el plazo de una semana a contar desde la fecha en que, publicados los anuncios de la Oferta, comience el plazo de aceptación de la Oferta en España. La notificación no tiene efectos suspensivos lo que significa que si en el momento

de liquidación de la Oferta no se ha obtenido la autorización de las autoridades argentinas de competencia, se podrá ejercer el control sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Argentina. Conforme a la regulación argentina, en principio, el procedimiento para la obtención de la autorización tiene una duración de cuarenta y cinco (45) días hábiles. No obstante, en la práctica éste plazo puede verse prorrogado por varios meses a discreción de la correspondiente autoridad. En el supuesto de que se hubiera liquidado la Oferta y, posteriormente, las autoridades de competencia argentinas decidieran no autorizar la toma de control, la Sociedad Oferente tendrá que vender los activos y sociedades de Endesa en Argentina para cumplir con la decisión de prohibición. Gas Natural considera que no existen circunstancias que, en principio, pudieran determinar la prohibición de la adquisición de control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Argentina. En cualquier caso, habrá que estar a la decisión final de las autoridades argentinas de competencia.

- (e) **Brasil:** La adquisición de control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Brasil debe notificarse en la medida en que Gas Natural facturó en este país más de 400 millones de reales durante el ejercicio 2004.

La notificación deberá presentarse en el plazo de 15 días hábiles desde la liquidación de la Oferta en España, sin que sea necesario obtener la previa autorización de las autoridades brasileñas de competencia para obtener el control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Brasil. El procedimiento de autorización tiene una duración de 4 a 6 meses. En el supuesto de que las autoridades de competencia brasileñas decidieran no autorizar la toma de control, la Sociedad Oferente tendrá que vender los activos y sociedades de Endesa en Brasil. Gas Natural considera que no existen circunstancias que, en principio, pudieran determinar la prohibición de la adquisición de control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Brasil. En cualquier caso, habrá que estar a la decisión final de las autoridades brasileñas de competencia.

- (f) **Colombia:** En contestación a una consulta planteada por Gas Natural, las autoridades colombianas señalaron mediante resolución formal de 5 de diciembre de 2005 que la operación de integración entre una empresa del sector eléctrico y otra del sector de gas no debe notificarse a las autoridades de competencia en este país. En consecuencia, Gas Natural no ha procedido a la notificación de la operación. Se adjunta **Anexo 19** al presente Folleto Explicativo copia de la resolución de las autoridades colombianas de competencia.
- (g) **Méjico:** En contestación a una consulta de Gas Natural, las autoridades mejicanas han recomendado la notificación cautelar de la operación. Gas Natural presentó la notificación de la operación ante las autoridades mejicanas de competencia el 4 de noviembre. Las autoridades mejicanas de competencia otorgaron una autorización incondicional de la operación el pasado 1 de diciembre de 2005. Se adjunta **Anexo 19** al presente Folleto Explicativo copia de la decisión de autorización de las autoridades mejicanas de competencia.
- (h) **Turquía:** Gas Natural no dispone de información detallada que le permita determinar si se cumplen o no los umbrales de notificación previstos en la normativa turca de competencia. No obstante, tras haber consultado con las autoridades turcas de defensa de la competencia, Gas Natural decidió notificar la adquisición indirecta de una participación del 50% que posee la Sociedad Afectada en una sociedad turca de manera cautelar, dado que es probable que la facturación de dicha sociedad turca, haya sido superior a los 14 millones de euros en el ejercicio económico de 2004 (circunstancia que obliga a presentar una notificación en Turquía).

La operación fue notificada a las autoridades turcas de competencia el pasado 30 de noviembre de 2005. Las autoridades turcas de competencia han señalado, mediante decisión de 30 de enero de 2006, que la operación de adquisición indirecta de una participación del 50% que posee la Sociedad Afectada en una sociedad turca no cumple los umbrales

previstos en la normativa turca, y, por tanto, no es necesario obtener una autorización previa para llevar a cabo la operación. Se adjunta como **Anexo 19** al presente folleto una traducción jurada de la decisión de las autoridades turcas de competencia.

Atendiendo a la información sobre participaciones de la Sociedad Afectada en los países en los que desarrolla actividades comerciales, Gas Natural considera que no resulta necesaria la obtención de ninguna autorización adicional, ni la realización de ninguna otra notificación adicional en relación con ninguna otra autoridad de competencia.

La autorización previa a la que se hace referencia con relación a Portugal no es autorización previa en el sentido de lo dispuesto en el artículo 16.1 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre Ofertas Públicas de Adquisición de Valores, dado que se trata de una autorización relativa a la adquisición indirecta de control sobrevenida sobre sociedades distintas de la Sociedad Afectada como consecuencia de la realización de la Oferta por Gas Natural.

A la fecha del presente Folleto, Gas Natural no está en situación de cuantificar con exactitud el impacto financiero y de negocio concreto que la falta de obtención de todas o alguna de las anteriores autorizaciones podría tener sobre el nuevo grupo consolidado Gas Natural-Endesa. Esto no obstante, no se prevé que dicho impacto pudiera ser significativo. En la medida en que en las jurisdicciones en las que la operación pudiera, en su caso, no ser autorizada, Gas Natural enajenaría los correspondientes activos mediante un procedimiento de subasta o mediante cualquier otro procedimiento eficiente.

4.4 Autorizaciones administrativas

4.4.1 *Secretaría General de Energía*

De conformidad con el artículo 3 de la Ley 5/1995, de 23 de marzo, de régimen jurídico de enajenación de participaciones públicas en determinadas empresas (modificada por la Disposición Adicional Tercera de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social), así como con la Disposición Transitoria Tercera de dicha Ley 5/1995, la Sociedad Oferente comunicó la operación a la Secretaría General de la Energía con fecha 12 de diciembre de 2005. Se adjunta copia de la primera página sellada como **Anexo 20**.

Mediante resolución de 30 de diciembre de 2005, el Secretario General de Energía resolvió, a la vista de la notificación realizada por Gas Natural, no iniciar el procedimiento previsto en el artículo 4 de la citada Ley 5/1995.

4.4.2 *Comisión Nacional de Energía*

En relación con la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos, Gas Natural presentó el pasado 6 de septiembre de 2005 escrito ante la Comisión Nacional de Energía en relación con la formulación de la presente Oferta. Se adjunta copia de la primera página sellada como **Anexo 21**.

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del pasado 8 de noviembre de 2005 y en ejercicio de la función 14 de la citada Disposición Adicional, acordó autorizar la toma de participación de Gas Natural en el capital social de Endesa que pueda resultar de la liquidación de la presente Oferta, sujetando dicha autorización al cumplimiento de determinadas condiciones. Se adjunta al presente Folleto, como **Anexo 21**, copia de la parte dispositiva de la mencionada resolución (cuyo texto completo puede consultarse en la página web de la Comisión Nacional de Energía -www.cne.es-), en la que se contiene el tenor literal de los acuerdos de la Comisión Nacional de Energía y de las condiciones impuestas a la Sociedad Oferente en relación con la operación. No obstante, se ofrece a continuación un resumen de las condiciones contenidas en dicha resolución de la CNE:

1. el mantenimiento de un ratio deuda financiera / EBITDA inferior al 5,25 durante un periodo de tres años;
2. durante el período 2005-2009, las sociedades del nuevo grupo que desarrollen actividades reguladas sólo podrán repartir dividendos cuando los recursos generados por ellas (definidos como cash flow o suma de beneficio neto del ejercicio y amortizaciones) sean suficientes para atender tanto sus compromisos de inversión como la suma de la amortización de la deuda financiera y los correspondientes gastos financieros;
3. el grupo resultante deberá enajenar activos por valor de, al menos, 8.200 millones de euros;
4. la obligación de asumir todos los compromisos de inversión en actividades reguladas del sector eléctrico incluidos en el plan de inversión de Endesa para el periodo 2005-2009, manteniendo la distribución territorial de dichas inversiones; así como los compromisos de inversión de Endesa en redes de transporte eléctrico reflejados en el documento “Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011”, aprobado por el Consejo de Ministros y el “Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura” elaborado por la Comisión Nacional de Energía;
5. la obligación de asumir todos los compromisos de inversión en actividades reguladas del sector del gas incluidos en el plan de inversión de Endesa y de la propia Gas Natural para el periodo 2005-2009, manteniendo en todo caso la distribución territorial de dichas inversiones;
6. el incumplimiento de las obligaciones establecidas en los dos puntos anteriores dará lugar a la iniciación de los correspondientes procedimientos sancionadores;
7. la presentación anual ante la Comisión Nacional de Energía para el periodo 2005-2009 de un desglose de las sinergias obtenidas como consecuencia de la operación;
8. la obligación de que en el correspondiente contrato de compraventa de activos regulados objeto de desinversión, el comprador asuma los compromisos de inversión incluidos en los respectivos planes de inversión de Gas Natural y Endesa; y
9. la separación jurídica y funcional por parte del grupo resultante de las actividades reguladas de gas y electricidad.
10. la Comisión Nacional de Energía, a la vista de los cambios producidos en la Oferta, en su caso, y del análisis de la operación realizado por las autoridades de la competencia, estimará si es necesario una nueva consideración de la misma dentro de lo previsto en la Disposición Adicional Undécima. Tercero. Uno, función decimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Por último, la Comisión Nacional de Energía acordó igualmente, en la mencionada sesión del pasado 8 de noviembre de 2005, autorizar la operación de reordenación societaria consistente en la constitución de la sociedad Gas Natural Transporte SDG, S.L. y la constitución de la sociedad denominada Gas Natural Distribución SDG, S.A., así como la ampliación de capital efectuada mediante la aportación no dineraria de las ramas de transporte secundario y distribución de gas, respectivamente.

4.4.3 Otras autorizaciones

Una vez obtenida la autorización del Consejo de Ministros a que se refiere el apartado 4.3.2 anterior, y salvo por la necesaria autorización de la Oferta por la CNMV, Gas Natural manifiesta que no tiene obligación de notificar a la Comisión Nacional de Energía, ni a ningún otro organismo regulatorio

español, ni requiere de ninguna otra autorización, para adquirir las acciones de Endesa a través de la presente Oferta.

4.4.4 Régimen de participaciones en más de un operador principal

Se hace constar expresamente que, en opinión de Gas Natural, la Oferta, en la medida que tiene por objeto adquirir el control de Endesa, no viene afectada por la limitación a la participación en más de un operador principal prevista en el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de “Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios”.

4.4.5 Autorizaciones por autoridades energéticas extranjeras

A la vista de la información sobre la Sociedad Afectada de la que dispone la Sociedad Oferente, y atendiendo a la información disponible sobre las participaciones de la Sociedad Afectada en los países en los que desarrolla actividades comerciales, algunos de los efectos resultantes de la presente Oferta están sometidos a procedimientos de notificación y autorización, o de mera comunicación, en las siguientes jurisdicciones:

- (a) **Brasil:** La obtención de control indirecto de las sociedades filiales de Endesa que son concesionarias de servicios públicos, así como de aquellas otras filiales que operan bajo autorización administrativa, precisa autorización previa a la toma de control sobrevenida e indirecta de estas sociedades filiales de Endesa por parte del regulador energético brasileño (ANEEL). Gas Natural ha presentado la solicitud de autorización a las autoridades brasileñas el 5 de diciembre de 2005. La normativa brasileña no establece un plazo máximo en el cual debe resolverse la solicitud de autorización. En principio, el plazo aproximado en el que el regulador energético brasileño concede la autorización es de 45 días hábiles, si bien en el presente caso, este plazo aproximado se ha visto excedido debido al periodo estival y vacacional acontecido durante el plazo de examen de la solicitud presentada por Gas Natural en este país.

La notificación al regulador energético brasileño tiene efectos suspensivos, lo que significa que, si tras liquidarse la presente Oferta, Gas Natural no ha obtenido la autorización de las autoridades brasileñas, Gas Natural tendría que garantizar a dichas autoridades que ha introducido los mecanismos necesarios para evitar ejercer el control de las sociedades filiales de Endesa señaladas en el párrafo anterior antes de haber recibido dicha autorización. Mientras tanto Gas Natural no podrá participar en la gestión de dichas sociedades. En caso de denegación de la autorización, la Sociedad Oferente tendrá que vender las sociedades filiales de Endesa que son concesionarias de servicios públicos, así como de aquellas otras filiales que operan bajo autorización administrativa en Brasil para cumplir con la decisión de prohibición. No obstante, Gas Natural considera que las autoridades regulatorias energéticas brasileñas autorizarán la adquisición de control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Brasil. En caso de que las mencionadas autoridades impusieran cualquier condición, Gas Natural no prevé que la misma tuviera un impacto significativo. En la medida en que la operación pudiera, en su caso, no ser autorizada en Brasil, Gas Natural enajenaría los correspondientes activos mediante un procedimiento de subasta o mediante cualquier otro procedimiento eficiente. En cualquier caso, habrá que estar a la decisión final de las autoridades regulatorias brasileñas.

- (b) **Argentina:** La adquisición de control indirecto de las sociedades filiales de Endesa en Argentina no se encuentra sujeta a autorización en este país, si bien existe una obligación de información tras la liquidación al regulador energético por parte de cada una de las filiales relevantes de Endesa en Argentina. La obligación de información es a los meros efectos de actualización de los registros correspondientes en el sector energético argentino, y la misma no implica en ningún caso la venta de sociedades o activos. El plazo para la notificación es de 10 días desde la liquidación de la Oferta en España;

- (c) **Colombia:** La adquisición de control indirecto de las sociedades filiales de Endesa en Colombia debe ser comunicada al regulador energético colombiano. Se trata de una obligación de información tras la liquidación de la Oferta, para la que no existe un plazo concreto en la normativa colombiana, que podría facultar al regulador a imponer condiciones relativas a los términos de las autorizaciones administrativas bajo las que operan las sociedades filiales de Endesa en este país. Gas Natural considera que no existen circunstancias que, en principio, pudieran determinar la imposición de condiciones como consecuencia de la adquisición de control indirecto sobre las filiales de la Sociedad Afectada en Colombia. En cualquier caso, habrá que estar a la decisión final del regulador energético colombiano.
- (d) **Turquía:** Endesa tiene una participación del 50% en una sociedad turca, por lo que Gas Natural solicitó al regulador energético turco la preceptiva autorización previa a la toma de control de esta participación.

Gas Natural solicitó la correspondiente autorización a la autoridad regulatoria turca en el sector energético el pasado 30 de noviembre de 2005. Mediante decisión de 4 de enero de 2006, la autoridad regulatoria turca ha manifestado que, dadas las peculiaridades de la operación (se trata de una oferta que tan sólo se llevará a cabo previo cumplimiento de determinadas condiciones), no se pronuncia por el momento sobre la operación, pudiendo ésta llevarse a cabo. Se adjunta una traducción jurada de la decisión de la autoridad regulatoria turca como **Anexo 19** al presente folleto.

Una vez se produzca la efectiva adquisición de control indirecto sobre la sociedad turca, Gas Natural deberá comunicar la operación a la autoridad turca para su efectivo análisis. En caso de denegación de la autorización, la Sociedad Oferente tendrá que vender la participación de Endesa en la sociedad turca para cumplir con la decisión de prohibición. No obstante, durante la tramitación del expediente inicial ante la autoridad turca, ésta no señaló la existencia de ninguna circunstancia que pudiera impedir la concesión de la autorización cuando ésta sea solicitada de nuevo, por lo que se prevé la obtención de dicha autorización llegado el momento procedimental oportuno.

- (e) **Polonia:** La adquisición de control indirecto de las sociedades filiales de Endesa en Polonia no se encuentra sujeta a autorización en este país, si bien existe una obligación de información tras la liquidación al regulador energético en Polonia, para la que no existe un plazo concreto en la normativa polaca. La obligación de información es a los meros efectos de actualización de los registros correspondientes en el sector energético polaco y la misma no implica en ningún caso la venta de sociedades o activos.

La autorización previa a la que se hace referencia en Brasil no es autorización previa en el sentido de lo dispuesto en el artículo 16.1 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre Ofertas Públicas de Adquisición de Valores, dado que se trata de autorizaciones relativas a la obtención indirecta de control sobrevenida sobre sociedades distintas de la Sociedad Afectada como consecuencia de la realización de la Oferta por Gas Natural.

Atendiendo a la información sobre participaciones de la Sociedad Afectada en los países en los que desarrolla actividades comerciales, Gas Natural considera que no resulta necesaria la obtención de ninguna notificación o autorización adicional de ninguna otra autoridad de regulatoria con competencias en el sector energético.

A la fecha del presente Folleto, Gas Natural no está en situación de cuantificar con exactitud el impacto financiero y de negocio concreto que la falta de obtención de todas o alguna de las anteriores autorizaciones podría tener sobre el nuevo grupo consolidado Gas Natural-Endesa. Esto no obstante, no se prevé que dicho impacto pudiera ser significativo. En la medida en que en las jurisdicciones en las que la operación pudiera, en su caso, no ser autorizada, Gas Natural enajenaría los correspondientes activos mediante un procedimiento de subasta o mediante cualquier otro

procedimiento eficiente.

4.5 Obligación de formular Ofertas Públicas de Adquisición en otras jurisdicciones

En caso de resultado positivo de la presente Oferta, y con posterioridad a la liquidación de la misma, podría ser preciso formular ofertas públicas de adquisición sobre algunas filiales cotizadas de Endesa en las que esta sociedad no posee el 100% de las acciones. Las únicas ofertas que en su caso deberán formularse sobre filiales de Endesa cotizadas en otros países son las que se indican a continuación:

- (a) **Brasil:** Conforme a la Ley 6.404/76, de sociedades de capital, y a la Instrucción 361/2002, de la Comisión de Valores (*Comissao de Valores Mobiliarios*) de Brasil, tras la toma de control efectivo de Endesa, Gas Natural podría estar obligada a formular una oferta pública de adquisición sobre Ampla Energía, S.A. y Compañía Energética do Ceará (COELCE), sociedades del grupo Endesa cuyas acciones se encuentran admitidas a negociación en la Bolsa de Sao Paulo. Conforme a la mencionada normativa, estas ofertas deberán formularse dentro de los treinta (30) días siguientes a la toma de control de Endesa por parte de Gas Natural, y deberán dirigirse a la totalidad del capital social de estas sociedades brasileñas que no sean titularidad de Gas Natural con posterioridad a la toma de control efectivo de Endesa. A estos efectos, se hace constar que la legislación brasileña entiende por “control” la capacidad efectiva de nombrar a la mayoría de los miembros del consejo de administración de una sociedad o la capacidad de ejercer la mayoría de votos en las juntas generales de la misma.
- (b) **Perú:** Conforme al Decreto Legislativo 861 – 1996, por el que se aprueba la Ley del Mercado de Valores peruana, y al Reglamento 630 – 1997, sobre Ofertas Públicas de Venta y Ofertas Públicas de Adquisición, en caso de resultado positivo de la Oferta, Gas Natural podría estar obligada a formular una oferta pública de adquisición sobre Edegel, S.A.A., Edelnor, S.A.A. y Etevensa, S.A.A., sociedades del grupo Endesa cuyas acciones se encuentran admitidas a negociación en la Bolsa de Lima, así como sobre Piura, S.A.A. y Generandes S.A.A, que no cotizan públicamente. Conforme a la mencionada normativa, estas ofertas habrán de formularse dentro de los tres (3) meses siguientes a la liquidación de la Oferta y deberán dirigirse a la totalidad del capital social de estas sociedades peruanas que no sean titularidad de Gas Natural con posterioridad a la liquidación de la Oferta.

Por otra parte, respecto de las sociedades del grupo Endesa cuyas acciones se encuentran admitidas a negociación en la Bolsa de Valores de Santiago de Chile (es decir, Enersis, S.A., Endesa Chile, S.A., Chilectra, S.A. y E.E. Pehuenche, S.A.), la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS) ha comunicado, por medio de oficio ordinario de fecha 7 de diciembre de 2005 (número 12.825), que no existe obligación de formular una oferta pública de adquisición sobre las mismas conforme a la Ley 18.045, del Mercado de Valores ni conforme a la Ley 18.046, de Sociedades de Capital.

En consecuencia, Gas Natural estima que, en conjunto, el importe de las ofertas públicas de adquisición que podría estar obligada a realizar en Brasil y Perú como resultado de la liquidación de la Oferta en España ascendería a aproximadamente a 750 millones de euros.

CAPÍTULO V

FACTORES DE RIESGO

Antes de adoptar la decisión de acudir a la Oferta, deben tenerse en cuenta, entre otros, los riesgos que se enumeran a continuación, que podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera del grupo Gas Natural. Estos riesgos no son los únicos a los que el grupo Gas Natural podría hacer frente en el futuro: podría darse el caso de que futuros riesgos, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes en el momento actual, pudieran tener un efecto en el grupo Gas Natural. Asimismo, debe tenerse en cuenta que estos riesgos podrían tener un efecto adverso en el precio de las acciones del grupo Gas Natural tras la liquidación de la Oferta.

La operación descrita en el presente Folleto supone un canje de acciones ordinarias de nueva emisión de Gas Natural por acciones ordinarias de Endesa, e implicaría la integración de Endesa y su grupo de sociedades en el grupo de sociedades de la Sociedad Oferente. Por lo tanto, con posterioridad a la liquidación de la Oferta, Gas Natural se vería expuesta tanto a los riesgos a los que actualmente se enfrenta como a aquellos a los que se enfrenta la propia Endesa o a los que se deriven directa o indirectamente de la Oferta y consiguiente integración de ambos grupos de sociedades.

Teniendo en cuenta que la Oferta no ha sido negociada con carácter previo con el Consejo de Administración ni con el equipo gestor de Endesa, y que la Sociedad Oferente únicamente ha tenido acceso a la información pública disponible acerca de la Sociedad Afectada, la Sociedad Oferente se remite al Documento de Registro de Endesa aprobado por la CNMV, publicado el 7 de julio de 2005 y disponible en la página web de Endesa (www.endesa.es) y de la CNMV (www.cnmv.es), para una descripción de los factores de riesgo que afectan a Endesa.

FACTORES DE RIESGO LIGADOS A LA OFERTA

La integración de Gas Natural y Endesa puede resultar difícil y costosa y puede que las sinergias inicialmente estimadas por Gas Natural no se alcancen.

Gas Natural y Endesa son dos compañías grandes y complejas que desarrollan actualmente sus respectivos negocios de manera independiente. En el marco de la integración de Gas Natural y Endesa, pueden aparecer obstáculos que dificulten el alcance de las sinergias descritas en el apartado 4.1.1. del Capítulo IV del Folleto e incluso puede incurrirse en costes significativos que resulten, entre otros, de los siguientes factores:

- dificultades derivadas de la operación conjunta de los activos de Gas Natural y Endesa;
- dificultades en reducir los costes fijos, entre los que cabe citar aquellos ocasionados por la unificación de los respectivos centros de atención al cliente y servicios de atención al cliente;
- inconsistencias entre las respectivas culturas de empresa, políticas retributivas y de control de Gas Natural y Endesa, y la necesidad de integrar, implementar y armonizar diferentes procedimientos y sistemas operativos de negocio, así como la información financiera, contable y otros sistemas de Gas Natural y Endesa;

- las cuestiones asociadas con la integración de Gas Natural y Endesa podrían acaparar la atención de los directivos de ambas compañías en detrimento de los asuntos de curso ordinario; y
- incapacidad de mantener el número de clientes y proveedores de ambas compañías.

Por ello, Gas Natural puede encontrar dificultades en su intento de integrar ambas compañías o fracasar en su objetivo de alcanzar las sinergias estimadas. La optimización de costes podría ser inferior a la estimada actualmente, y asimismo, se podría necesitar más tiempo del previsto para alcanzar la misma. La incapacidad de lograr dichos objetivos, así como cualquier retraso en el proceso de transición, puede afectar de un modo adverso a los ingresos, gastos, beneficios y situación financiera del grupo consolidado Gas Natural-Endesa; lo cual afectaría de un modo adverso a los accionistas de Gas Natural, una vez finalizada la Oferta.

El valor de mercado de las acciones de Gas Natural ofrecidas como contraprestación en la Oferta puede verse reducido como consecuencia de la evolución de las mismas en Bolsa.

La contraprestación de la Oferta incluye un número fijo de acciones de Gas Natural, por lo que, el valor de la contraprestación variará en función de cuál sea el precio de mercado de estas acciones.

En particular, el valor de mercado de las acciones de Gas Natural que los accionistas de Endesa recibirán en el momento del canje podrá variar de un modo significativo con respecto al valor de mercado de aquéllas en cualquiera de las siguientes fechas: la fecha en la que la Oferta fue anunciada, la fecha del presente Folleto, o la fecha en la que los accionistas de Endesa acepten la Oferta. Con fecha 2 de septiembre de 2005, el último día bursátil antes del anuncio de la presente Oferta, el precio de cierre de las acciones de Gas Natural en las Bolsas de Valores Españolas era de 24,53 euros, y el valor de mercado de cada 0,569 acciones de Gas Natural, más 7,34 euros en metálico, que se ofrecen conjuntamente como contraprestación por cada acción de Endesa, alcanzaba los 21,30 euros. Con fecha 17 de febrero de 2006, el precio de cierre de las acciones de Gas Natural en las Bolsas de Valores Españolas era de 24,30 euros. Con dicho precio como referencia, el valor de la contraprestación ofrecida a los accionistas de Endesa ascendería a 21,17 euros por acción.

Incluso en caso de resultado positivo de la Oferta, puede transcurrir algún tiempo hasta que Gas Natural se haga con el control efectivo de Endesa

Para que Gas Natural controle Endesa tras la liquidación de la Oferta, necesitará tomar control del Consejo de Administración de esta sociedad. Para asegurar la remoción de los actuales miembros del consejo de Endesa y el nombramiento de una mayoría de nuevos consejeros, Gas Natural debe ser titular de, y ser capaz de ejercitar, la mayoría de los derechos de voto en Endesa. En este sentido, el artículo 32 de los estatutos de Endesa limita el ejercicio del derecho de voto al que corresponda al 10 por 100 del total del capital social con derecho a voto de la sociedad, y ello independientemente del número de acciones poseídas. Aunque la efectividad de la Oferta está condicionada a que sea aceptada por al menos un 75% de las acciones ordinarias de Endesa y a que se eliminen las limitaciones al ejercicio del derecho de voto previstas en el mencionado artículo 32 de los estatutos sociales de Endesa, Gas Natural puede renunciar a estas condiciones en los términos del apartado 2.7 del Capítulo II. Por tanto, tras la liquidación de la Oferta, como consecuencia de la renuncia antes mencionada, se podría retrasar u obstruir la capacidad de Gas Natural de integrar Endesa e impediría o retrasaría sinergias que Gas Natural espera obtener de la operación.

El grupo consolidado Gas Natural-Endesa puede ser incapaz de mantener a los empleados clave para el desarrollo del negocio o puede fracasar en la gestión eficiente de la plantilla que resulte de la integración de ambas compañías.

Tras la liquidación de la Oferta, Gas Natural no prevé cambio alguno de relevancia en relación con el personal y con el equipo directivo de nivel medio de Endesa, teniendo además intención de gestionar de una manera eficaz la plantilla resultante de la integración de ambas compañías.

No obstante lo anterior, el equipo directivo de Endesa ya ha expresado su oposición a la presente Oferta, de lo que puede inducirse que una parte de los empleados de Endesa tiene una valoración negativa de la Oferta. Es probable que algunos empleados clave dejen las compañías debido a la incertidumbre que existe sobre el éxito de la integración o por el deseo de no querer prestar servicios al nuevo grupo resultante. Gas Natural además tendrá que afrontar las dificultades inherentes a la gestión de una plantilla con mayor número de empleados en diferentes áreas geográficas. En consecuencia, Gas Natural no puede asegurar que el grupo resultante sea capaz de mantener a los empleados clave de ambas compañías, ni que pueda gestionar de un modo eficiente la plantilla resultante de tal integración, lo que puede tener un impacto negativo en el negocio del grupo y afectar de un modo adverso a las actividades y situación financiera del grupo Gas Natural - Endesa.

Gas Natural no ha comprobado la veracidad de la información referida a Endesa en este Folleto, incluida su información financiera y contable.

Con respecto a la información relativa a Endesa en el presente Folleto, incluida su situación financiera y contable, Gas Natural se ha basado exclusivamente en la información públicamente disponible, entre la que se encuentra la información que Endesa presenta regularmente ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores y ante la autoridad supervisora del mercado de valores en Estados Unidos (*Securities and Exchange Commission*). Aunque Gas Natural no tiene indicio alguno para creer que la información relativa a Endesa no es completa, exacta o veraz, al no haber participado en la preparación de la misma, se hace constar expresamente que no ha podido comprobar su veracidad, exactitud o corrección, ni si Endesa ha incumplido su obligación de revelar cualquier hecho significativo acaecido que, siendo desconocido para Gas Natural, pudiera afectar de un modo significativo a la veracidad, integridad o corrección de dicha información.

Cualquier información financiera relativa a Endesa que pudiese ser perjudicial para el nuevo grupo consolidado Gas Natural-Endesa y que no hubiese sido revelada por Endesa puede afectar de un modo adverso a los beneficios que Gas Natural espera de la Oferta, e igualmente puede llevar asociados cambios materiales en las asunciones relativas a la información contable de los estados financieros pro forma que se adjuntan en el presente Folleto.

Gas Natural no ha tenido la oportunidad de realizar una revisión (due diligence) para analizar la información no-pública de Endesa.

A la hora de formular la Oferta y establecer sus términos y condiciones, Gas Natural se ha apoyado exclusivamente en la información pública de Endesa, incluyendo la información que Endesa remite periódicamente a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como a la autoridad supervisora del mercado de valores en Estados Unidos (*Securities Exchange Commission*). Gas Natural no ha revisado, ni ha tenido acceso a la información no-pública de Endesa. Por ello, una vez consumada la Oferta, Gas Natural podría estar obligada a asumir futuras responsabilidades o contingencias, que de haber realizado dicha revisión, habrían podido ser conocidas. Tales responsabilidades o contingencias pueden afectar de un modo

adverso a la rentabilidad y resultados del grupo Gas Natural-Endesa, incluida su situación financiera.

La compra de Endesa por Gas Natural podría activar las cláusulas de cambio de control contenidas en contratos o acuerdos suscritos por Endesa.

Endesa puede ser parte de contratos o acuerdos en los que se contengan cláusulas de cambio de control que pueden ser activadas en el momento en que Gas Natural asuma el control de Endesa, una vez liquidada la Oferta. Gas Natural no ha tenido la posibilidad de analizar ninguno de los contratos o acuerdos de este tipo y no puede por tanto garantizar que el cambio de control no active este tipo de cláusulas.

Este tipo de cláusulas permite resolver el contrato en los supuestos de cambio de control de una de las partes, o, en el caso de los acuerdos de financiación, exigir el pago de las deudas vencidas. Normalmente la contraparte puede renunciar al ejercicio de dichas facultades, y Gas Natural considerará, en su caso, si solicita dicha renuncia. En todo caso, la resolución anticipada de contratos o acuerdos podría afectar de un modo adverso y significativo a los beneficios del grupo Gas Natural-Endesa, así como a los derechos de los que pueda ser titular en determinados contratos, dando lugar a la resolución de importantes acuerdos o a la renegociación de nuevos contratos de financiación.

Por otra parte, estas cláusulas de cambio de control también podrían afectar a contratos de alta dirección o a contratos con cualquier otro empleado de Endesa. Ello podría implicar el pago de una indemnización en concepto de compensación por la resolución del contrato que resulte afectado por el cambio de control. Según el último Informe sobre el Gobierno Corporativo de Endesa correspondiente al ejercicio 2005, las indemnizaciones por despido de cualquiera de los treinta y un miembros de su equipo directivo triplicarían su retribución anual en supuestos de resolución de mutuo acuerdo, así como en otros supuestos de resolución tasados. Asimismo, se reconocen compensaciones equivalentes a la retribución fija anual para los supuestos de pacto de no competencia postcontractual. Debido a que Gas Natural no ha tenido la posibilidad de analizar ninguno de esos contratos no puede garantizar que el cambio de control no active este tipo de cláusulas. Si, como consecuencia de la presente Oferta, es preciso proceder al pago de cualesquiera de dichas indemnizaciones, el coste para el grupo consolidado Gas Natural-Endesa podría ser elevado y podría afectar de un modo negativo a los beneficios generados durante los ejercicios en que tales indemnizaciones tuviesen que ser abonadas.

Endesa ha iniciado varias acciones legales y presentado varios recursos contra resoluciones recaídas en el procedimiento de la Oferta o contra actos o acuerdos relacionados con la misma.

Según se detalla en el apartado 20.9 del Capítulo VI de este Folleto, Endesa ha iniciado varias acciones legales y presentado varios recursos en España contra resoluciones recaídas en el procedimiento de la Oferta o contra actos o acuerdos relacionados con la misma. Estas acciones y recursos son tanto de naturaleza contencioso-administrativa (contra la decisión de la Comisión Europea de fecha 15 de noviembre de 2005 por la que ésta se declaró no competente para el análisis de la Oferta, el Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 y resoluciones de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y de la Comisión Nacional de Energía) como de naturaleza civil (contra los acuerdos de financiación de la Oferta y el acuerdo con Iberdrola). La estimación total o parcial de estas acciones y recursos podría retrasar, dificultar o impedir el proceso de la Oferta. Además, en muchos de estos casos Endesa ha solicitado la concesión de medidas cautelares, si bien, hasta la fecha, los distintos órganos jurisdiccionales que han conocido la solicitud de las mismas no han concedido medidas que suspendan o limiten el proceso.

En particular, el 29 de noviembre de 2005, Endesa recurrió ante el Tribunal de Primera Instancia de las Comunidades Europeas la decisión de la Comisión Europea por la que ésta se declaró no competente para el análisis de la Oferta. Endesa solicitó además la concesión de medidas cautelares, que fueron desestimadas por auto de fecha 1 de febrero de 2006. En todo caso, en opinión de Gas Natural, si el Tribunal de Primera Instancia estimara el recurso de Endesa no podría ordenar a la Comunidad Europea que asumiera la competencia para el análisis de la Oferta, ni condicionar de manera sustantiva dicho análisis. Por el contrario, la Comisión Europea debería volver a analizar si tiene o no competencia. No hay certeza de que en este segundo análisis la Comisión Europea confirme su decisión de que no tiene competencia. Si la Comisión Europea cambiara de opinión y afirmara su competencia para analizar la Oferta, dicho análisis podría extenderse varios meses. No obstante, de acuerdo a la norma comunitaria Gas Natural puede continuar y liquidar la Oferta si bien no podría ejercer control sobre Endesa hasta que se adopte una decisión por la Comisión Europea. No existe tampoco certeza de que en ese caso la Comisión Europea autorice la transacción o que la autorice sujeto a condiciones que tengan efectos negativos relevantes para el grupo consolidado Gas Natural-Endesa. En el caso de que se liquide la Oferta pero no se obtenga la autorización de la Comisión Europea, ésta puede ordenar la desinversión de Endesa, lo cual podría tener un efecto negativo relevante sobre los accionistas del grupo Gas -Endesa.

El pasado 9 de febrero de 2006, Endesa recurrió el Acuerdo de Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 ante el Tribunal Supremo y ha solicitado la adopción de medidas cautelarísimas y medidas cautelares. El 14 de febrero de 2006 el Tribunal Supremo denegó la concesión de las medidas cautelarísimas, sin que aún se haya pronunciado sobre las medidas cautelares. En caso de ser concedidas las medidas cautelares, no existe certeza sobre sus consecuencias jurídicas y, en particular, sobre si permitirá o no a Gas Natural continuar el proceso de adquisición. Por otro lado, si el Tribunal Supremo estimara el recurso de Endesa, tampoco existe certeza jurídica sobre las consecuencias de la revocación de la autorización obtenida.

Las autoridades energéticas y de defensa de la competencia en el extranjero podrían imponer restricciones a las actividades de Gas Natural o Endesa en aquellas jurisdicciones en las que actúan y en las en las que Gas Natural no ha obtenido todavía autorización .

La Oferta no ha sido comunicada a las autoridades de defensa de la competencia de todos aquellos países en que Gas Natural o Endesa operan, bien por no considerarse necesario a la vista de la información disponible, o bien porque, siendo necesario, la legislación nacional aplicable permite la comunicación de la Oferta con posterioridad a su realización. Según se indica en el apartado 4.3.3. del Capítulo IV, a fecha del presente Folleto, aún no se han obtenido las autorizaciones en materia de derecho de la competencia de Portugal, Argentina y Brasil.

Además, según se indica en el apartado 4.4.4 del Capítulo IV, aún no se ha obtenido la autorización en materia de regulación energética en Brasil, Colombia y Turquía.

En todo caso, ninguna de estas autorizaciones es una autorización previa a los efectos del artículo 26.1 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre Ofertas Públicas de Adquisición de valores.

La falta de autorización en materia de defensa de la competencia o de regulación energética en estas jurisdicciones podría suponer la venta en las mismas de determinados activos y sociedades, si bien Gas Natural no prevé que el impacto financiero o de negocio sea significativo.

Las autoridades energéticas y de competencia españolas han impuesto condiciones que podrían afectar de un modo negativo al negocio, situación financiera y valor de las acciones de Gas Natural.

Con fecha 8 de noviembre de 2005, la Comisión Nacional de Energía autorizó la toma de participación de Gas Natural en el capital social de Endesa en ejercicio de la función 14 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Dicha autorización quedó sujeta al cumplimiento de una serie de condiciones sobre mantenimiento de ratios, venta de activos, reparto de dividendos y compromisos de inversión, entre otras, según se explica en el apartado 4.4.2. del Capítulo IV del Folleto.

Asimismo, el 3 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros acordó la aprobación de la operación sujeta a una serie de condiciones fundamentalmente consistentes en la desinversión en activos y que se detallan en el apartado 4.3.2 del Capítulo IV del Folleto.

Gas Natural estima que las desinversiones totales requeridas para cumplir con las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros, así como por los compromisos asumidos en el acuerdo con Iberdrola, podrían ascender a un importe estimado de mercado de entre 8.500 y 10.500 millones de euros. Asumiendo que la combinación y la disposición de activos se produjese el 1 de enero de 2004, estas desinversiones podrían reducir el importe estimado de los ingresos de explotación y del resultado de explotación en los estados financieros pro forma a 31 de diciembre de 2004 (incluidos en el Módulo de Información financiera Pro forma que forma parte del Capítulo VI del presente Folleto) en un rango aproximado de entre 12% y 16%. Esta estimación está basada en la limitada información disponible y dependerá de los activos finalmente dispuestos. En todo caso, la identificación del grupo de activos que serán finalmente dispuestos podrá afectar a esta estimación del rango en los ingresos de explotación, resultado de explotación, resultados de las actividades ordinarias y situación financiera de Gas Natural.

Gas Natural considera que las ventajas estratégicas, industriales y financieras de la operación son compatibles con el cumplimiento de las condiciones a las que el Consejo de Ministros y la Comisión Nacional de Energía han subordinado la operación.

Gas Natural podría tener dificultades en llevar a cabo las desinversiones requeridas.

Con fecha 8 de noviembre de 2005 y 3 de febrero de 2006, respectivamente, la Comisión Nacional de Energía y el Consejo de Ministros acordaron autorizar, en ejercicio de sus respectivas competencias, la toma de participación de Gas Natural en el capital social de Endesa sujeta a una serie de condiciones que se detallan en los apartados 4.3.2 (“*Solicitud de autorización ante las autoridades españolas de competencia*”) y 4.4.2 (“*Comisión Nacional de Energía*”) del Capítulo IV. Estas condiciones obligan a realizar desinversiones, que deberán cumplir una serie de requisitos.

Con anterioridad a la autorización de la Comisión Nacional de Energía y de las autoridades españolas de defensa de la competencia, en aras de la viabilidad de la presente Oferta, Gas Natural ofreció un “Plan de Remedios” consistente en la desinversión de determinados activos vinculados a las actividades de gas y de electricidad de Gas Natural y Endesa tal y como se describe en el apartado 4.1.3 del Capítulo IV del presente Folleto.

Para facilitar la ejecución de dicho plan, Gas Natural firmó con Iberdrola un acuerdo el día 5 de septiembre de 2005, también descrito en el mencionado apartado 4.1.3 del Capítulo IV del presente Folleto, en virtud del cual, tras la liquidación de la Oferta y una vez que Gas Natural obtenga el control efectivo sobre Endesa, Iberdrola se compromete a adquirir gran parte de los activos vinculados a las actividades de gas y electricidad de Gas Natural y Endesa incluidos

en el Plan de Remedios así como de otros activos fuera de España, y todo ello sujeto a lo que dispongan las aprobaciones y autorizaciones que pudieran requerirse.

Gas Natural tenía previsto llevar a cabo en los ejercicios 2006-2007 desinversiones en activos tanto de Gas Natural como de Endesa por importe de entre 7.500 y 9.500 millones de euros. Las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros pueden suponer hasta 1.000 millones de euros de desinversiones no consideradas en el Plan de Remedios original.

Alguna de las condiciones impuestas por el Acuerdo de Consejo de Ministros el 3 de febrero de 2006 no forman parte del Plan de Remedios presentado por Gas Natural. A fecha de este Folleto, Gas Natural aún no ha decidido los activos a desinvertir, por lo que parte de los activos que se incluían en el Plan de Remedios podrían no coincidir con el Plan de Actuaciones que finalmente apruebe el Servicio de Defensa de la Competencia, lo que afectaría al Acuerdo con Iberdrola.

Por otra parte, Iberdrola podría incumplir con su obligación de comprar los activos establecidos en el acuerdo, o dicha compra podría no ser autorizada por las autoridades españolas o internacionales o verse dificultada por la oposición de los accionistas minoritarios de las sociedades internacionales de Endesa que se pretende vender. Como consecuencia de lo anterior, estas ventas de activos podrían retrasarse o Gas Natural podría verse obligado a vender tales activos mediante otro procedimiento.

Si Gas Natural no puede llevar a cabo dichas desinversiones de la forma prevista, podría tener dificultades para cumplir con las condiciones impuestas por la Comisión Nacional de Energía y por el Acuerdo del Consejo de Ministros, así como para reducir su deuda neta consolidada, si bien Gas Natural estima que sería capaz de encontrar un comprador alternativo en condiciones adecuadas para estos activos.

Una vez liquidada la Oferta, el endeudamiento del grupo consolidado Gas Natural – Endesa antes de llevar a cabo la venta de cualquier activo aumenta significativamente.

Tal y como se indica en el apartado 4.2 del Capítulo IV, a fecha 30 de junio de 2005, la deuda neta financiera de Gas Natural a nivel consolidado ascendía a 3.003 millones de euros y la de Endesa a 19.766 millones de euros.

Asumiendo que la Oferta se hubiera liquidado el día 30 de junio de 2005, antes de llevar a cabo la venta de cualquier activo, la deuda neta financiera pro-forma del nuevo grupo Gas Natural-Endesa ascendería a 30.541 millones de euros, todo ello asumiendo un nivel de aceptación de la Oferta de un 100% e incluyendo toda la deuda de Endesa así como 7.772 millones de euros de deuda por la contraprestación en metálico de la presente Oferta (que no incluirían los posibles pagos que deriven del régimen de adquisición de Picos). Asimismo, a 30 de junio de 2005, el ratio Deuda Neta/EBITDA de Gas Natural ascendía a 2,14, mientras que el combinado pro forma a esta misma fecha resultaría de 4,92.

El endeudamiento de Gas Natural podría impactar desfavorablemente en los beneficios y situación financiera de Gas Natural debido, entre otros aspectos, a:

- exigir que Gas Natural destine una parte importante de su flujo de caja (*cash flow*) al pago del servicio de la deuda, lo que disminuiría su capacidad para financiar el capital circulante, las inversiones, la operación de negocio, el pago de dividendos, las adquisiciones estratégicas, la expansión de negocio y otras actividades operativas;
- hacer a Gas Natural más vulnerable ante eventuales condiciones adversas del sector económico e industrial;

- limitar, junto con las obligaciones restrictivas (“covenants”) de los contratos de financiación, la capacidad de Gas Natural para solicitar créditos adicionales y disponer de sus activos; y
- situar a Gas Natural en desventaja competitiva respecto de otras compañías competidoras con un ratio de endeudamiento inferior.

A fecha del presente Folleto, la calificación crediticia de Gas Natural, según Standard & Poor’s, es de “A+”, según Moody’s, de “A2” y según Fitch, de “A+”. Desde el anuncio de la Oferta, estas calificaciones han sido situadas en revisión (“*credit watch negative*”) por las mencionadas agencias de calificación crediticia con vistas a una posible rebaja.

El tipo de interés anual aplicable a la Financiación dispuesta se calcula, entre otros factores, atendiendo a la calificación crediticia a largo plazo otorgada por Moody’s Investor Service Limited y Standard & Poor’s Rating Services. En consecuencia, una rebaja en la mencionada calificación podría traer como consecuencia un incremento del tipo de interés aplicable a la Financiación.

Asimismo, después del anuncio de la Oferta, y a la vista de las actuaciones llevadas a cabo por Endesa, la agencia de calificación crediticia Moody’s cambió la calificación crediticia de Endesa “A3” de “estable” a “negativa”. No obstante, en el supuesto de una eventual adquisición o fusión, Moody’s ha indicado que tendría en cuenta la totalidad del negocio y riesgo financiero del nuevo grupo, así como el reparto de la deuda dentro de dicho grupo a la luz de la estrategia de gestión.

Tal y como se refleja en el documento de Registro de Endesa de fecha 7 de julio de 2005, si Standard & Poor’s o Moody’s degrada la calificación crediticia de Endesa en un escalafón, el Banco Europeo de Inversiones podría requerir garantías adicionales para el préstamo de 472 millones de euros a Endesa, y esta sociedad se vería obligada a renegociar los términos de otro préstamo por 333 millones de euros.

Por último, como se indica en el apartado 2.6, está previsto que Gas Natural amortice la Financiación con carácter previo a su vencimiento. Gas Natural tiene previsto recurrir a nueva financiación para atender a una parte de dicha amortización, si bien dicha nueva financiación no se encuentra comprometida a fecha del presente Folleto. . Además cabe destacar que si la calificación crediticia de Gas Natural se reduce, dicha refinanciación podría presentar unas condiciones menos favorables que las que actualmente presenta la Financiación.

Las ofertas públicas de adquisición que resulten obligatorias en Latinoamérica podrían ser más costosas de lo estimado inicialmente.

De conformidad con la legislación aplicable en los países en que Endesa opera a través de filiales cotizadas, en caso de resultado positivo de la Oferta, Gas Natural estaría obligada a formular ofertas públicas de adquisición sobre las acciones de las sociedades filiales de Endesa que estén en manos de accionistas minoritarios (“*free float*”).

En concreto, si la Oferta tiene resultado positivo, podría ser preciso formular una oferta pública de adquisición en:

- *Brasil.* Una vez adquiera el control efectivo de Endesa, Gas Natural podría estar obligado a formular una oferta pública de adquisición de acciones que tenga por objeto adquirir la participación de los accionistas minoritarios en dos filiales

brasileñas, Ampla Energia, S. A. y Companhia Energética do Ceará (COELCE), cuyos títulos son negociados en la Bolsa de Sao Paulo.

- *Perú.* Tras la liquidación de la Oferta, Gas Natural podría estar obligado a formular una oferta pública de adquisición de acciones que tenga por objeto adquirir la participación de los accionistas minoritarios en tres filiales peruanas, Edegel, S.A.A, Edelnor S.A.A y Etevensa S.A.A, cuyos títulos son negociados en la Bolsa de Lima, así como en Piura, S.A.A. y Generandes S.A.A, que no cotizan públicamente.

Gas Natural estima que, en conjunto, el importe de las ofertas públicas de adquisición que estaría obligada a realizar en Brasil y Perú como resultado de la liquidación de la Oferta en España ascendería aproximadamente a 750 millones de euros. Esta cantidad, no obstante, ha sido calculada atendiendo a la regulación local y está generalmente referenciada a los precios de mercado de la compañía afectada en el momento de formulación de la Oferta. En consecuencia, si los precios de las acciones de las compañías sobre las que Gas Natural debe realizar una oferta pública de adquisición aumentaran, el coste total de la oferta pública aumentaría correlativamente, lo que podría afectar de un modo adverso a los beneficios de Gas Natural.

El cambio de control sobre Endesa producido por la liquidación de la Oferta, podría provocar consecuencias fiscales adversas para el nuevo grupo consolidado Gas Natural-Endesa.

Gas Natural no ha tenido oportunidad de acceder a la información relativa a la situación fiscal de Endesa. No obstante, pueden producirse consecuencias fiscales cuyo impacto no es posible estimar si, como consecuencia de la liquidación de la Oferta, Gas Natural adquiere más del 75% de las acciones de Endesa (porcentaje a partir del cual resulta obligatorio el régimen de consolidación fiscal).

Desde un plano teórico, las consecuencias fiscales del cambio de control de una entidad implican la extinción de su grupo fiscal y la incorporación en el de la adquirente y pueden consistir en la imposibilidad de usar los beneficios fiscales pendientes de aplicar por la entidad o en la reversión de los beneficios fiscales ya disfrutados por aquella (incluyendo, entre otros, la compensación de bases imponibles negativas o deducciones generadas en ejercicios anteriores por aplicación del régimen especial de transmisiones de activos en cumplimiento de disposiciones legales) y/o en la asunción de costes fiscales adicionales producidos por el devengo del impuesto de sociedades en determinadas circunstancias.

El hecho de que Gas Natural no disponga de la información que pueda ser relevante para identificar las posibles consecuencias fiscales de la liquidación de la Oferta, producidas por el cambio de control sobre Endesa, puede representar un riesgo adicional de la operación.

Una vez liquidada la Oferta, la presencia de accionistas minoritarios en el accionariado de Endesa (“free float”) podría limitar la capacidad de Gas Natural para llevar a cabo la integración y gestión eficaz de las operaciones y activos del nuevo grupo consolidado.

La presencia de accionistas minoritarios en la estructura accionarial de Endesa o sus filiales, una vez liquidada la Oferta podría obstaculizar la integración de alguno de los negocios de Gas Natural y Endesa y dificultaría el alcance de la política de ahorro de costes descrita en el apartado 4.1.1 del Capítulo IV del presente Folleto. En este sentido, el interés de los accionistas minoritarios podría diferir del interés de Gas Natural lo cual podría crear situaciones de conflictos de interés en la gestión de Endesa.

Si como consecuencia del elevado número de valores que acepten la Oferta, Endesa dejara de mantener los niveles adecuados de liquidez y frecuencia de negociación, es intención de Gas Natural promover en el plazo más breve posible la exclusión de negociación de las acciones de Endesa en todos los mercados en que actualmente cotiza (lo que, en el caso de la Bolsa de Valores de Nueva York requerirá la existencia de menos de 300 titulares de valores residentes en EE.UU.). La presencia de accionistas minoritarios en la estructura accionarial de Endesa tras la liquidación de la Oferta podría dificultar este proceso.

FACTORES DE RIESGOS LIGADOS AL NEGOCIO DE GAS NATURAL

Las actividades de Gas Natural están sujetas al cumplimiento de determinadas regulaciones. El incumplimiento de las mismas y de sus modificaciones puede afectar de un modo adverso a las actividades, resultados y situación financiera de Gas Natural.

Gas Natural y sus sociedades filiales están obligadas a cumplir con la normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad. Aunque Gas Natural considera que cumple sustancialmente con la legislación aplicable a su actividad, ésta está sujeta a un conjunto complejo de normas que tanto los organismos públicos como privados pueden interpretar de manera distinta al criterio de Gas Natural. La introducción de nuevas leyes o normas o modificaciones al actual marco regulatorio podría afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios, subvenciones y situación financiera de Gas Natural.

En especial, se hace constar que la distribución de gas es una actividad regulada en la mayor parte de los países en los que Gas Natural realiza dicha actividad. Durante los períodos comprendidos entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2004 y 2005, la distribución de gas representó, respectivamente, un 42,6% y un 42,5% de la cifra de negocios consolidada de Gas Natural. Asimismo, para los períodos comprendidos entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2004 y 2005, la distribución de gas representó, respectivamente, un 72,9% y un 80,5% de los beneficios de explotación. La introducción de cambios en el mercado regulado de distribución podría incidir en el actual esquema de retribución, así como en los costes operativos, de capital, de materias primas e incentivos a la eficiencia. Todo esto podría afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios, subvenciones y situación financiera de Gas Natural.

La actividad de electricidad de Gas Natural está expuesta a un cambio o modificación del actual marco regulatorio del sector eléctrico. Por ello, cualquier modificación del actual marco regulatorio del sector eléctrico podría afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios, subvenciones y situación financiera de Gas Natural.

La distribución de gas y electricidad está sujeta al mantenimiento de determinadas concesiones y autorizaciones administrativas; una resolución anticipada de las mismas afectaría al retorno de las inversiones de Gas Natural, así como a sus beneficios futuros.

Dado el carácter regulado de parte de los sectores de gas y electricidad en los que opera Gas Natural (España, Latinoamérica, Italia, Marruecos y Argelia), alguna de las actividades de Gas Natural están sujetas a la obtención de las correspondientes concesiones o autorizaciones que, con carácter general, son de larga duración. Para ello, y principalmente en Latinoamérica e Italia, Gas Natural suscribe contratos o acuerdos de distribución y transporte de gas con las correspondientes autoridades regulatorias. Igualmente, tales contratos, aseguran los esquemas de retribución y, con ello, el retorno de las inversiones realizadas en estas actividades.

Adicionalmente, cabe considerar que las concesiones están sujetas al cumplimiento de ciertos compromisos que, de no ser cumplidos, pueden causar la revocación de las mismas y la

ejecución de eventuales garantías o avales otorgados afectando al retorno de las inversiones de Gas Natural, así como a sus beneficios futuros.

Los negocios de Gas Natural están sometidos a riesgos operativos inherentes al mercado que pueden causar interrupciones en su suministro.

Las actividades de Gas Natural están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución. A título de ejemplo, las compras de gas natural licuado (GNL) en Argelia descendieron en el mes de enero de 2004 debido a la disminución del suministro de GNL por Sonatrach motivado por una explosión accidental en la planta de licuefacción de Skikda (Argelia). Ante tal situación, Gas Natural tuvo que adquirir GNL en el mercado spot. Acontecimientos similares a éste, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas. En este tipo de situaciones y para garantizar un suministro continuo, Gas Natural accede al mercado spot donde adquiere el gas necesario; si bien, dichas adquisiciones pueden realizarse en unas condiciones más onerosas. El mercado spot es un mercado no organizado orientado a la compra-venta de gas físico de corto plazo (fundamentalmente gas natural licuado o GNL).

Gas Natural, al no disponer de reservas propias de gas, suscribe contratos para su aprovisionamiento, y en consecuencia, la disponibilidad de gas depende del cumplimiento de tales contratos. Por ello, ante un eventual incumplimiento de los contratos de aprovisionamiento, Gas Natural debe buscar otras fuentes alternativas que, en su caso, podrían realizarse en condiciones más onerosas. Además, los resultados y situación financiera de Gas Natural podrían quedar afectados de un modo adverso, si los seguros contratados no cubren íntegramente todos los daños o perjuicios.

Gas Natural está expuesta a posibles reclamaciones de responsabilidad civil en el desarrollo ordinario de sus actividades.

Gas Natural podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades, tales como averías en la red de distribución, explosiones de gas o daños provocados por los buques metaneros que transportan el gas natural. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que Gas Natural opera, en la medida en que las pólizas de seguros contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones.

Una subida de los precios del crudo y del gas natural puede afectar de un modo adverso y significativo a los resultados y situación financiera de Gas Natural.

Una parte importante de los gastos operativos de Gas Natural están vinculados a la compra de gas natural y de gas natural licuado (GNL) para su comercialización en el mercado libre y suministro a mercados regulados. Igualmente sus plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural. En este sentido, aunque los precios que Gas Natural aplica en la venta de gas a sus clientes se corresponden con los precios de mercado, en entornos de mucha volatilidad, las fluctuaciones de sus precios de venta pueden llegar a no evolucionar de un modo proporcional al coste de la materia prima, especialmente en los mercados regulados. Los precios de las materias primas experimentan variaciones significativas, y por ello, no existe garantía alguna de que se mantenga en los niveles estimados. Durante los últimos dos años se han producido variaciones significativas en el precio del crudo, lo que ha incrementado notablemente su precio y ha acentuado su volatilidad. La media anual del

precio del barril Brent en octubre de 2004 era de 37,62 dólares, aumentando un 44% durante el 2005 para alcanzar un precio de 54,05 dólares en octubre de 2005. Los precios del gas natural también son sensibles a factores geopolíticos, tales como el aumento de la demanda en China e India, la guerra y postguerra en Irak, el aumento de la inestabilidad en otras partes de Oriente Medio y un eventual deterioro adicional de la situación política y económica de los países productores de hidrocarburos, tales como Venezuela y Nigeria. Además de los costes asociados al negocio del gas, las subidas en los precios del crudo y del gas natural provocarían un incremento de los costes de generación eléctrica. Tales incrementos aumentarían los costes operativos y afectarían de un modo adverso a los beneficios de Gas Natural.

Gas Natural podría verse obligado a comprar más gas del que necesita para el desarrollo de su actividad con arreglo a los contratos con cláusulas “take-or-pay”.

La mayor parte de las compras de gas natural y gas natural licuado (GNL) se realizan a través de contratos a largo plazo. Con arreglo a dichos contratos, Gas Natural tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas. Esto es, a pesar de que Gas Natural no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida con arreglo a las cláusulas “take-or-pay”. En cualquier caso, estos contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de Gas Natural. No obstante, en caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, Gas Natural estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que necesita. Esto podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de Gas Natural.

La cuota de mercado de Gas Natural en España ha disminuido desde la liberalización del sector de gas natural.

La regulación del sector de gas natural en España tiene como marco de referencia la Ley 34/1998 de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos que tenía por objeto la liberalización del sector. Desde 1999 los consumidores cualificados podían acudir al mercado liberalizado para la compra de gas natural. Es, a partir del 1 de enero de 2003, cuando todos los consumidores pueden elegir entre comprar gas de los distribuidores en el mercado regulado o de los comercializadores en el mercado liberalizado. La entrada de nuevos comercializadores en el mercado español de gas, así como la migración de los clientes regulados a otros comercializadores, ha provocado una reducción de la cuota de mercado en ventas a cliente final de Gas Natural. Desde la citada liberalización, el volumen de gas vendido en el mercado liberalizado en España se ha incrementado hasta el 80% durante el año 2004. No obstante, la cuota de Gas Natural en el mercado liberalizado ha disminuido del 80% en el año 2001 a un 54% en 2004 sobre el volumen total, y a un 48% en 2005. Además con arreglo a la legislación española, Gas Natural no puede aportar gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional, excluyendo, en todo caso, los autoconsumos que se puedan realizar. Cabe la posibilidad de que Gas Natural siga perdiendo cuota de mercado debido a la presencia de nuevos comercializadores. Una nueva pérdida de cuota de mercado podría afectar de un modo adverso y significativo a la cifra de negocios de Gas Natural.

Históricamente Gas Natural ha obtenido unas ganancias generadas por las ventas de sus acciones en Enagas. Este proceso de venta será completado en el año 2006, lo que reducirá el flujo de caja (“cash flow”) y los ingresos netos de Gas Natural.

Hasta el año 2002 Gas Natural era titular del 100% de Enagas. En ese año, se obligó legalmente a Gas Natural a reducir su participación accionarial en Enagas por debajo del 35%. No obstante, en virtud de la Ley 62/2003, a partir del 31 de diciembre de 2006, ninguna

sociedad podrá tener una participación accionarial en Enagas mayor de un 5%. De conformidad con lo establecido legalmente, Gas Natural vendió en 2002 un 59,1% de su participación en Enagas obteniendo un resultado extraordinario de 403 millones de euros. En 2003 y 2004, Gas Natural vendió una participación del 2,3% y 12,5%, obteniendo una ganancia de 17 y 163 millones de euros, respectivamente. En el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, Gas Natural vendió un 10,8% de su participación en Enagas, obteniendo una plusvalía de 222,2 millones de euros. Con fecha 31 de diciembre de 2005, Gas Natural tiene una participación de un 12,79% en Enagas. En virtud de la normativa vigente, la participación de Gas Natural en Enagas, a 31 de diciembre de 2006, no podrá superar el 5%. El 3 de febrero le fue notificado a Gas Natural el Acuerdo del Consejo de Ministros de igual fecha, que subordinaba a la observancia de determinadas condiciones la operación de concentración económica consistente en la toma de control exclusivo de Endesa por parte de Gas Natural, entre las que se encuentra una limitación de la participación de Gas Natural en Enagas al 1%.

A tales efectos, cabe mencionar que si el precio de las acciones de Enagas desciende a lo largo del año 2006, Gas Natural no podrá obtener el mismo beneficio por acción de Enagas que el obtenido durante los ejercicios anteriores. Una vez terminado este proceso de venta, Gas Natural no tiene intención de vender más acciones de Enagas después del año 2006; ello reducirá el flujo de caja (“cash flow”) de Gas Natural con respecto a los ejercicios anteriores.

Las actividades de Gas Natural están sometidas al cumplimiento de la normativa en materia de protección medioambiental. El incumplimiento de dicha normativa puede afectar de un modo adverso y significativo al negocio, beneficios y situación financiera de Gas Natural.

Gas Natural y sus sociedades filiales están sometidas al cumplimiento de normativa en materia de protección medioambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto medioambiental, la obtención de las pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros, Gas Natural debe tener en cuenta los siguientes riesgos:

- que los estudios de evaluación del impacto medioambiental no sean aprobados por las autoridades competentes;
- que la opinión pública se oponga a los proyectos propuestos por Gas Natural y de ello se derive un retraso de los mismos; y
- el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades pueda sufrir modificaciones o cambios, lo que puede provocar un aumento de los costes que garanticen el cumplimiento del nuevo marco regulatorio; ello afectaría de un modo adverso y significativo a las actividades o proyecciones de Gas Natural y sus filiales.

En los últimos años, se han intensificado los requisitos en materia de protección medioambiental en los distintos países en los que Gas Natural opera. Aunque Gas Natural ha realizado las inversiones necesarias para cumplir con la legislación aplicable, la modificación y aplicación de la misma puede suponer la exigencia de mayores inversiones para su cumplimiento, lo que puede afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios y situación financiera de Gas Natural.

Los cambios en la legislación en materia de protección medioambiental pueden aumentar el coste relativo a la puesta en funcionamiento de las plantas de ciclos combinados, así como afectar adversamente a los clientes industriales, que compran gas para sus negocios. El

aumento de las restricciones o cargas para los clientes del mercado industrial puede provocar un descenso del consumo de gas, lo cual podría afectar de un modo adverso y significativo a las actividades y beneficios de Gas Natural.

Además, a partir del año 2002, se han transpuesto al ordenamiento jurídico español determinadas directivas comunitarias que pueden afectar a la actividad de Gas Natural, limitando la emisión de agentes contaminantes a la atmósfera procedentes de grandes instalaciones de combustión. Con arreglo al nuevo Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, Gas Natural tiene asignados 14.119.166 derechos de emisión para el período 2005-2007. Por ello, pese que a la fecha Gas Natural no ha participado ni como comprador ni como vendedor en el mercado de derechos de emisión, Gas Natural considera que podría tener que comprar derechos de emisión en el mercado, en caso de que sus emisiones de CO₂ sean superiores a los derechos de emisión que le han sido asignados. Los derechos de emisión se negocian en un mercado organizado en funcionamiento desde el 1 de enero de 2005, encontrándose por tanto sujetos a fluctuaciones en el precio. La compra de dichos derechos constituiría un coste para Gas Natural. Todo ello podría afectar de un modo adverso y significativo a las operaciones, beneficios y situación financiera de Gas Natural.

Los resultados y situación financiera de Gas Natural pueden quedar afectados de un modo adverso y significativo si no es capaz de gestionar los posibles riesgos derivados de los tipos de interés y tipos de cambio de divisa extranjera.

Gas Natural está expuesta, entre otros, a los riesgos ligados a los cambios de tipos de interés o de tipos de cambio de divisas. Por ello, Gas Natural lleva a cabo políticas pro-activas de gestión de riesgos con el objeto de minimizar su impacto en sus resultados. Con fecha 31 de octubre de 2005, una deuda neta de 1.555,7 millones de euros, que supone un 45,9% de la deuda neta total, era denominada en moneda diferente al euro, predominantemente en dólares americanos. La deuda a tipo variable de Gas Natural está sujeta a la aplicación de los tipos de interés. Gas Natural tiene como política mantener, al menos, un 30% de su deuda a tipo de interés fijo. Este porcentaje podría aumentarse en el futuro dependiendo de cuáles sean las estimaciones de los tipos de interés para cada una de las diferentes jurisdicciones. A 31 de octubre de 2005 la deuda a tipo fijo es del 57,4%.

Adicionalmente cabe destacar que Gas Natural paga la mayoría de las veces por la compra de gas y gas natural licuado (GNL) en dólares, y a su vez, sus costes y beneficios en Puerto Rico están referenciados en la misma moneda. Una apreciación del dólar contra el euro incidiría de un modo negativo en los costes de la Sociedad. A 31 de octubre de 2005, aproximadamente un 27,3% de los beneficios de explotación que obtiene Gas Natural procedieron de sus compañías latinoamericanas, siendo generados en las respectivas monedas locales. Para mitigar los riesgos inherentes a la volatilidad de dichas divisas frente al euro, Gas Natural realiza, en la medida de lo posible, sus inversiones en Latinoamérica, Puerto Rico y gasoducto de Magreb en la moneda local, e igualmente intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en dólares. En cualquier caso, cabe destacar que las estrategias de Gas Natural para mitigar los efectos adversos inherentes a las fluctuaciones de los tipos de cambio, pueden resultar ineficaces, y que ello puede afectar de forma adversa y significativa a los resultados y situación financiera de Gas Natural.

La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras puede quedar afectado por factores que excedan del control de Gas Natural.

La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras de distribución y suministro de gas natural, la exploración, producción y venta de gas natural licuado (GNL), así como los proyectos de generación, transporte y distribución de electricidad, puede tener un alto grado de complejidad y requerir periodos amplios de tiempo para su ejecución.

Con respecto a estos nuevos proyectos, no se puede garantizar que no existan:

- retrasos en la obtención de las autorizaciones, licencias o permisos necesarios, incluidos aquellos en materia de protección medioambiental;
- modificaciones en los precios de la maquinaria, materiales o mano de obra, así como la insuficiencia de los mismos;
- oposición al desarrollo de infraestructuras energéticas, incluyendo aquellas áreas sensibles desde el punto de vista medioambiental;
- oposición de determinados grupos políticos o étnicos;
- cambios adversos en el marco legal y regulatorio en aquellos países en los que operan Gas Natural y sus filiales;
- expiración o resolución de los contratos vigentes sobre activos inmobiliarios;
- condiciones meteorológicas adversas que pueden retrasar la construcción de la red de distribución de gas, de plantas o subestaciones de electricidad, así como supuestos de fuerza mayor (catástrofes, accidentes, etc.);
- incapacidad de obtener financiación con intereses satisfactorios para la Sociedad;
- competencia en el área de servicio; y
- cambios adversos en el precio del gas natural y del gas licuado.

Cualquiera de estos factores puede causar retrasos en el inicio o ejecución de nuevos proyectos, pudiéndose producir un aumento de los costes inicialmente estimados. En caso de no poder completar un nuevo proyecto, los costes en los que se hubiese incurrido no serían recuperables, lo que disminuiría la rentabilidad del negocio. Adicionalmente, Gas Natural podría no alcanzar los objetivos proyectados en las áreas de exploración y producción (upstream) y que se pretenden alcanzar con el acuerdo marco firmado en el mes de abril de 2005 con Repsol YPF.

Las condiciones meteorológicas pueden afectar de un modo adverso a la demanda de gas y electricidad, provocando un impacto negativo en los resultados e ingresos de Gas Natural.

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada a las condiciones meteorológicas. Normalmente en Europa y México se produce un aumento de la demanda durante los meses de invierno, desde octubre hasta marzo (o desde abril hasta septiembre en Argentina, y en menor medida en Brasil), y un descenso durante los meses desde abril hasta septiembre (o desde octubre hasta marzo en Argentina, y en menor medida en Brasil). Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de la producción de electricidad y de calor, mientras que durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado. Los ingresos y resultados de Gas Natural derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían variar en el caso de que se produjesen veranos templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Todo ello afectaría de un modo adverso y significativo a los beneficios vinculados a la actividad de generación y distribución de electricidad de Gas Natural.

El desarrollo del negocio eléctrico de Gas Natural está sometido a distintos factores que están fuera del control de Gas Natural.

Los nuevos proyectos de Gas Natural en el sector eléctrico están sometidos a diferentes factores que van más allá del control de la Sociedad, entre los cuales, cabe mencionar:

- incrementos en el coste de generación, incluyendo los incrementos en el precio del combustible;
- una posible disminución de la tasa de crecimiento de consumo de electricidad debido a distintos factores, tales como condiciones económicas o la implementación de programas de ahorro de energía;
- riesgos inherentes a la operación y mantenimiento de las plantas de generación;
- impago por parte de los clientes de contratos de compra de electricidad;
- la creciente volatilidad de los precios causada por la liberalización del sector y por los cambios en el mercado;
- una situación de sobre-capacidad de generación en los mercados en los que Gas Natural es propietario de plantas de generación o tiene una participación en las mismas;
- imposición de eventuales condiciones por parte de las autoridades regulatorias a medida que se vayan liberalizando los mercados donde Gas Natural actúa y
- la aparición de fuentes energéticas alternativas debido a las nuevas tecnologías y al creciente interés por las energías renovables y la cogeneración.

Es posible encontrar obstáculos en la repatriación de las ganancias obtenidas por filiales extranjeras de Gas Natural.

Cualquier pago de dividendos, préstamos o retribuciones a Gas Natural efectuado por cualesquiera de sus filiales extranjeras puede estar sujeto a restricciones o exacciones con arreglo a la normativa local aplicable. Igualmente tales pagos están sujetos al cumplimiento de la normativa de transacciones exteriores y de control de cambios vigente en las jurisdicciones de las filiales. Si Gas Natural no es capaz de repatriar los beneficios generados por sus filiales, su capacidad para pagar dividendos o reinvertir beneficios se podría ver afectada de un modo negativo. Además, se hace constar que algunos de los préstamos otorgados en Latinoamérica contienen limitaciones a la distribución de dividendos de las sociedades filiales latinoamericanas de Gas Natural.

Gas Natural ha adoptado nuevos principios de contabilidad en el ejercicio 2005 reflejados en sus estados contables y financieros.

Desde el 1 de enero de 2005, Gas Natural, como sociedad cotizada, tiene que elaborar sus cuentas anuales consolidadas de acuerdo con las “Normas Internacionales de Información Financiera” (“NIIF”). Por ello, los estados financieros consolidados de Gas Natural correspondientes al período comprendido entre los días 1 de enero y 31 de octubre de 2005, que se adjuntan al presente Folleto, han sido preparados de acuerdo con las NIIF. Tal y como se establece legalmente, estos estados financieros intermedios recogen, a efectos de

comparación, información financiera correspondiente al ejercicio 2004 igualmente elaborada conforme a NIIF.

La aplicación de los nuevos principios de contabilidad en el ejercicio 2005 hace que no se puedan comparar los estados financieros consolidados correspondientes al año 2005, pendientes aún de formulación, ni los estados financieros intermedios antes citados, con los correspondientes a ejercicios anteriores elaborados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España (“PGCA”), salvo en lo que concierne a la información financiera del ejercicio 2004 que se ha elaborado, a efectos comparativos, conforme a NIIF y que aparece en los citados estados financieros intermedios a 31 de octubre de 2005.

El patrimonio consolidado de Gas Natural a 31 de diciembre de 2004 ha disminuido con la aplicación de las NIIF en un importe de 108 millones de euros, lo que representa una disminución del 2,2% con respecto al patrimonio calculado conforme a PGCA. Asimismo, la cifra de beneficio atribuible a Gas Natural correspondiente al ejercicio 2004 ha aumentado con la aplicación de las NIIF en un importe de 8 millones de euros, lo que representa un aumento del 1,3% con respecto al beneficio atribuible calculado conforme a PGCA.

Las sociedades filiales latinoamericanas de Gas Natural están expuestas a una serie de riesgos, incluyendo crisis económicas y riesgos políticos.

Una parte importante de los beneficios de Gas Natural son generados por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en América Latina están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. En el ejercicio 2004, la aportación al EBITDA del negocio de Gas Natural en Latinoamérica representó aproximadamente un 19,8% y a 31 de octubre de 2005 supuso el 20,18%. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, caben mencionar los siguientes:

- importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- altos niveles de inflación;
- devaluación o depreciación de las divisas locales;
- controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- tipos de interés altos;
- cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- tensiones sociales; e
- inestabilidad política y macroeconómica.

La mayoría de estos acontecimientos han ocurrido a lo largo de las dos últimas décadas en los mercados latinoamericanos más importantes, tales como Brasil, Colombia, México y Argentina.

Además los ingresos de las filiales latinoamericanas de Gas Natural, su valor de mercado y los dividendos recaudados por tales filiales están expuestos a los riesgos propios del país en que operan, lo que puede afectar negativamente a la demanda, el consumo y los tipos de cambio de divisas.

A título ilustrativo, las sociedades filiales argentinas vieron afectados sus resultados y situación financiera debido a la crisis económica e inestabilidad política de los últimos años. Ante dicha situación, las autoridades gubernamentales derogaron determinadas disposiciones de los contratos de concesión suscritos por las filiales de Gas Natural que permitían referenciar sus tarifas de distribución al dólar, recurriendo a determinados mecanismos de indexación y convirtiendo en pesos los precios de todos los contratos privados y del mercado spot de energía. . Igualmente las tarifas de las actividades de transporte y distribución de gas se congelaron a valores de cierre 1999. Posteriormente, se suspendió legalmente el marco regulatorio aplicable a la actividad de transporte y distribución, convirtiendo en pesos las tarifas y suspendiéndose la actualización por inflación. Se estableció también que se procedería a renegociar con las empresas un nuevo marco legal del sector. En la actualidad Gas Natural ha alcanzado un acuerdo con el gobierno argentino, pendiente de aprobación parlamentaria, en el que se prevé la actualización de tarifas.

Gas Natural no puede predecir la forma en que afectaría cualquier empeoramiento futuro de la situación política y económica de Latinoamérica, incluida Argentina, o cualquier otro cambio en la legislación o normativa en los países latinoamericanos en que opera, incluida toda modificación de la legislación vigente o de cualquier otro marco regulador, a las filiales de Gas Natural o a sus actividades, situación económica o resultados de sus operaciones.

Gas Natural puede no tener éxito en el desarrollo de su estrategia de negocio.

Gas Natural podría no alcanzar sus objetivos estratégicos o los resultados inicialmente esperados, en cuyo caso, la situación financiera y el resultado de sus operaciones, podrían resultar adversamente afectados. El alcance y cumplimiento de sus objetivos estratégicos están sometidos, entre otros factores de riesgo, a los siguientes:

- la falta de incremento del número de puntos de suministro en España, Italia y Latinoamérica, debido a la imposibilidad de Gas Natural de aumentar la red de distribución
- no incremento del número de clientes debido a la falta de éxito de las campañas de marketing destinadas a los consumidores del mercado liberalizado;
- la imposibilidad de conseguir mediante su participación financiera en otras compañías la necesaria flexibilidad y diversificación del aprovisionamiento, tales como el proyecto conjunto con Repsol YPF, S.A. de licuefacción de gas natural en Argelia;
- la falta de éxito en la consolidación del negocio de electricidad en España y Puerto Rico, así como en el inicio y desarrollo de las plantas de ciclo combinado, proyectos de cogeneración y parques eólicos; y
- la incapacidad de consolidar la estrategia del negocio de multiservicios o de aumentar el número de contratos por cliente.

FACTORES DE RIESGO LIGADOS A LAS ACCIONES DE GAS NATURAL

Los inversores pueden vender las acciones de Gas Natural que reciban como contraprestación en la Oferta provocando un descenso del precio de las acciones de Gas Natural.

Por diversos motivos, los accionistas de Endesa pueden vender las acciones de Gas Natural que reciban como contraprestación por acudir a la Oferta. Todo ello podría afectar de un modo adverso y significativo al precio de mercado de las acciones de Gas Natural.

CAPITULO VI

INFORMACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN ECONÓMICA-FINANCIERA DE LA SOCIEDAD OFERENTE

El presente Capítulo incorpora la información exigida conforme al Anexo I del Reglamento (CE) número 809/2004 de la Comisión Europea, de 29 de abril de 2004.

En el presente Capítulo las referencias a Gas Natural se deben entender realizadas al Grupo Gas Natural, salvo que del contexto se infiera lo contrario.

1. PERSONAS RESPONSABLES

Los datos identificativos de la persona responsable de la información que figura en el presente Capítulo (es decir, Don Rafael Villaseca Marco) son los que figuran en el apartado 1.4 del Capítulo I de este Folleto.

Don Rafael Villaseca Marco declara, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, que la información contenida en el presente Capítulo VI 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 durante el período cubierto por la información financiera histórica (así como su afiliación a un colegio profesional)

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L., domiciliada en Madrid, Paseo de la Castellana, número 43, con C.I.F. B- 79.03.12.90 y número S0242 de inscripción en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas, ha auditado las cuentas anuales individuales y consolidadas de Gas Natural correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004.

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

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. no ha renunciado, ni ha sido apartado de sus funciones durante el periodo cubierto por la información financiera histórica. El auditor PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. fue redesignado en su cargo de auditor para el ejercicio 2006 mediante acuerdo adoptado en la Junta General de accionistas de fecha 20 de abril de 2005.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3.1 Información financiera histórica seleccionada relativa al emisor, que se presentará para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica, y cualquier período financiero intermedio subsiguiente, en la misma divisa que la información financiera

La información financiera histórica seleccionada debe proporcionar las cifras clave que resumen la situación financiera del emisor

Las cifras históricas clave que resumen la situación financiera del Grupo Gas Natural son las que se detallan a continuación. Se hace constar que toda la información

financiera correspondiente al ejercicio 2004, elaborada con arreglo a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), no ha sido auditada.

**PARTIDAS MÁS RELEVANTES DE BALANCE CONSOLIDADO A 31 DE DICIEMBRE
(EN MILLONES DE EUROS)**

	NIIF		PCGA			
	2004	2004	%	2003	%	2002
Inmovilizado material e inmaterial neto	7.475,0	7.338,3	16,4%	6.306,4	16,8%	5.397,1
Fondo de comercio	334,2	469,4	125,4%	208,3	189,7%	71,9
Inmovilizado financiero	641,0	632,2	(10,8)%	709,0	0,9%	702,7
Otros activos a largo plazo	160,6	430,9	3,6%	416,1	1.733,0%	22,7
Activos a corto plazo	2.385,9	2.466,0	4,1%	2.369,0	(9,4)%	2.615,1
Patrimonio sociedad dominante	4.571,2	4.643,2	7,8%	4.307,6	7,9%	3.992,7
Intereses minoritarios	219,5	256,5	21,1%	211,8	5,4%	201,0
Pasivos a largo plazo	3.602,5	3.767,5	11,6%	3.377,2	25,6%	2.689,2
Pasivos a corto plazo	2.603,5	2.669,6	26,4%	2.112,0	9,6%	1.926,6
Total balance	10.996,7	11.336,8	13,3%	10.008,6	13,6%	8.809,5
Endeudamiento financiero neto	2.650,1	2.573,6	37,7%	1.869,2	14,9%	1.627,0

**PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA CUENTA DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE
(EN MILLONES EUROS)**

	NIIF		Conforme a PCGA			
	2004	2004	% var.	2003	% var	2002 ⁽¹⁾
Importe neto de cifra de negocio	6.266,2	6.265,8	11,3	5.628,0	6,8	5.267,9
EBITDA	1.335,3	1.362,5	13,4	1.201,7	(12,0)	1.366,0
% EBITDA s/Importe neto	21,3	21,7	-	21,4	-	25,9
Beneficio de explotación	861	898,7	12,5	799,0	(11,9)	906,7
% Beneficio de explotación /Importe neto	13,7	14,3	-	14,2	-	17,2
Resultado neto	642,0	633,9	11,5	568,5	(29,5)	805,9
% Resultado s/Importe neto	10,2	10,1	-	10,1	-	15,3
Cash Flow por acción ⁽²⁾	N/A	2,2	15,8	1,9	(5,0)	2,0
Beneficio por acción	1,43	1,42	11,8	1,27	(29,4)	1,80
PER ⁽³⁾	N/A	16,1	10,3	14,6	46,0	10,0

⁽¹⁾ Las cifras reportadas en 2002 incluyen los resultados de Enagas, S.A. consolidados por integración global hasta el 30 de junio de 2002 y a partir de esa fecha por puesta en equivalencia.

⁽²⁾ Para el cálculo del cash flow véase la sección sobre “Estado de Flujos de Efectivo” del apartado 20.1 del presente Capítulo VI.

⁽³⁾ Para el cálculo se ha empleado el precio de cotización de las acciones de Gas Natural al cierre de cada ejercicio correspondiente.

Previamente a los siguientes comentarios sobre variaciones, en relación con el cuadro anterior ha de tenerse en consideración que las bases de presentación de los resultados de los ejercicios 2002 y 2003 no son homogéneas debido principalmente a lo siguiente:

- En junio del 2002, y como consecuencia del proceso de liberalización, el Grupo Gas Natural vendió el 59,1% de Enagás, S.A. (Enagas), principal empresa de regasificación, transporte y almacenamiento de gas en el mercado español.
- Posteriormente a dicha fecha, el Grupo Gas Natural ha seguido vendiendo participaciones en Enagas. Con fecha 31 de diciembre de 2005, la participación de Gas Natural en Enagas es de 12,79%.
- La participación de Gas Natural en Enagas a 31 de diciembre de 2006 no podrá superar el 5% en virtud de la normativa vigente. Adicionalmente, el 3 de febrero de 2006 fue notificado a Gas Natural el Acuerdo del Consejo de Ministros de igual fecha, que subordinaba a la observancia de determinadas condiciones la operación,

entre las que se encuentra una limitación de la participación de Gas Natural en Enagás al 1%.

- Tras la venta de la participación del 59,1% en Enagas, las cifras de Enagas del ejercicio 2003 se consolidan por puesta en equivalencia. Las cifras reportadas en 2002 incluyen los resultados de Enagas consolidados por integración global hasta el 30 de junio y, a partir de esa fecha, por puesta en equivalencia. Este cambio en el perímetro de consolidación origina significativas distorsiones en la comparación entre períodos. En este sentido, las principales magnitudes afectadas son:
 - un menor resultado operativo bruto (EBITDA);
 - una mejora en el resultado financiero por la reducción de la deuda neta;
 - una mayor aportación de los resultados de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia; y
 - unos menores resultados extraordinarios por las plusvalías generadas por la venta de la participación en Enagas.
- Adicionalmente, los resultados acumulados se ven afectados por la aplicación de la retribución reconocida para la distribución de gas en España frente al mismo período del año anterior, en el que hasta el 18 de febrero de 2002 estaba vigente el anterior marco regulatorio y, por tanto, los ingresos estaban contabilizados en función de las ventas físicas de gas.
- Asimismo, después de la adquisición, a finales de octubre de 2003, de una participación en Ecoeléctrica (Puerto Rico), los resultados consolidados incluyen los resultados generados por dicha sociedad desde el 1 de noviembre de 2003 por integración proporcional (50%).

En el ejercicio 2004, el Grupo Gas Natural obtuvo un beneficio neto consolidado de 633,9 millones de euros, lo que representa un crecimiento del 11,5% respecto del año anterior.

El EBITDA en el ejercicio 2004 alcanzó 1.362,5 millones de euros, un 13,4% superior al del año anterior y el beneficio de explotación creció un 12,5% alcanzando 898,7 millones de euros.

Estos resultados, al igual que lo que ocurriera en el ejercicio 2003, se vieron impulsados por el crecimiento de la actividad de distribución, que sigue siendo la que representa un mayor porcentaje de contribución al EBITDA del Grupo.

Los resultados del ejercicio 2004 también se vieron impulsados por la progresiva contribución de las actividades realizadas por el Grupo Gas Natural en América, derivada del crecimiento orgánico en la región, así como por la consolidación por integración global de las participaciones en Brasil, y a que los resultados de Puerto Rico que, a diferencia de 2003, corresponden ya a todo el ejercicio. Estos aspectos compensaron la menor contribución de la actividad de comercialización y aprovisionamiento de gas, así como de la electricidad.

El Grupo Gas Natural obtuvo un beneficio neto consolidado de 568,5 millones de euros en el ejercicio 2003, lo que representa un descenso del 29,5% respecto al del año anterior. No obstante lo anterior, si las cifras de Enagas del ejercicio 2002 se consolidaran por puesta en equivalencia, y sin considerar las plusvalías generadas por la

venta de la participación en dicha compañía ni el impacto financiero de dicha venta, el beneficio neto implica un crecimiento del 10,1%.

El resultado operativo bruto (EBITDA) en el ejercicio 2003 alcanzó 1.201,7 millones de euros, un 12% inferior al del año anterior, debido fundamentalmente a la no consolidación por integración global de Enagas en el ejercicio 2003, la aplicación hasta el 18 de febrero de 2002 del anterior marco regulatorio, y la negativa evolución entre períodos de los tipos de cambio en relación con el euro. Teniendo en cuenta estos aspectos, así como los cambios en el perímetro de consolidación y, por tanto, en términos homogéneos, el EBITDA en 2003 crece un 13% respecto al del año anterior.

Los resultados del ejercicio 2003 se vieron impulsados por la actividad de distribución de gas y por la progresiva contribución de las actividades en América, pese a la fortaleza del euro. El EBITDA de la actividad de electricidad en España tuvo un crecimiento de 59,7 millones de euros respecto al del año anterior y representó el 4,6% del EBITDA del Grupo. Estos incrementos compensaron la menor contribución de la actividad de *upstream* y *midstream*, afectada por la fortaleza del euro respecto al dólar.

El resultado operativo alcanzó 799 millones de euros, con un descenso del 11,9%, en línea con la evolución del EBITDA, por los motivos mencionados anteriormente.

Durante el ejercicio 2004, el endeudamiento neto se incrementó en 704,4 millones de euros debido fundamentalmente al esfuerzo inversor del Grupo y, en particular, a las inversiones financieras realizadas para la adquisición de determinadas participaciones en sociedades, así como a la incorporación de dichas participaciones en el perímetro de consolidación del Grupo y, por tanto, de la deuda neta de dichas sociedades.

El endeudamiento neto del Grupo a 31 de diciembre de 2004 ascendió a 2.573,6 millones de euros, situando el ratio de endeudamiento en el 34,4%, frente al 29,3% al cierre del ejercicio anterior.

PRINCIPALES RATIOS FINANCIEROS A 31 DE DICIEMBRE ⁽¹⁾			
	2004	2003	2002
ROACE ⁽²⁾ (%)	13,4	14,0	13,1
ROE (%)	14,2	13,7	21,0
Endeudamiento (%)	34,4	29,3	28,0
EBITDA/Resultado financiero neto ⁽³⁾	9,9	14,5	13,4
Deuda neta/EBITDA (x)	1,9	1,6	1,2
PER (x)	16,1	14,6	10,0
EV/EBITDA (x)	9,4	8,5	7,1

⁽¹⁾ Conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Tales ratios han sido calculados con arreglo a la información histórica financiera auditada.

⁽²⁾ El capital empleado no incluye el inmovilizado en curso y se retraen las subvenciones de capital.

⁽³⁾ Resultado financiero sin considerar las diferencias de cambio de la deuda en dólares en Argentina.

A los efectos de la tabla anterior así como la tabla de la sección 9.1 de este Capítulo VI del Folleto:

ROACE = Beneficio de explotación / Capital de explotación medio (Inmovilizado material e inmaterial neto - Ingresos a distribuir ligados al inmovilizado + Otro inmovilizado + Fondo de comercio + Fondo de maniobra no financiero)

ROE = Beneficio después de impuestos / Patrimonio medio

Endeudamiento = Deuda neta / Deuda neta + Patrimonio + Socios externos

EBITDA / Rendimiento financiero neto = EBITDA / Rendimiento financiero neto

Deuda neta / EBITDA = Deuda bruta - Tesorería - Inversiones financieras temporales / EBITDA

PER = Cotización de acciones a cierre de ejercicio / Beneficio por acción (BDI /
Número de acciones)

EV/ EBITDA = Capitalización bursátil + Deuda neta / EBITDA

3.2 Principales magnitudes financieras consolidadas de Gas Natural durante los diez primeros meses terminados el 31 de octubre de 2005

PRINCIPALES MAGNITUDES DEL BALANCE CORRESPONDIENTE AL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ENERO Y 31 DE OCTUBRE DE 2005 COMPARADO CON LAS PRINCIPALES MAGNITUDES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2004

millones de euros

	NIIF	
	31/10/2005	31/12/2004
Inmovilizado material	7.330	6.521
Fondo de comercio	452	334
Otros activos intangibles	1.272	954
Activos financieros no corrientes	918	344
Otros activos no corrientes	231	458
Activos corrientes	2.642	2.386
Capital social	448	448
Patrimonio sociedad dominante	5.398	4.571
Intereses minoritarios	275	220
Pasivos no corrientes	4.783	3.603
Pasivos corrientes	2.389	2.603
Endeudamiento financiero neto	3.388	2.650
Total balance	12.845	10.997

PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA CUENTA DE RESULTADOS CORRESPONDIENTE AL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ENERO Y 31 DE OCTUBRE

millones de euros

	NIIF		
	2005	2004	% var.
Importe neto de cifra de negocios	6.570	4.986	31,77
EBITDA	1.233	1.092	12,9
% EBITDA s/Importe neto	18,77%	21,90%	(14,29)
Beneficio de explotación	784	716	9,50
% Beneficio explotación/Importe neto	11,93%	14,36%	(16,90)
Resultado neto	556	502	10,76
% Resultado s/Importe neto	8,46%	10,07%	(15,99)
EBITDA por acción	2,8	2,4	16,67
Beneficio por acción	1,2	1,1	9,09
PER ⁽¹⁾	14,6	15,6	(6,4)

⁽¹⁾ Para el cálculo se ha empleado el precio de cotización de las acciones de Gas Natural al cierre de cada periodo de diez meses y el beneficio después de impuestos (BDI) de los últimos doce meses.

El importe de la cifra de negocios correspondiente a los diez primeros meses del ejercicio 2005 asciende a 6.570 millones de euros, cifra superior en un 31,8% a la del mismo período del año anterior, debido fundamentalmente al incremento de la actividad de Gas Natural y, en particular, al crecimiento del suministro de gas debido a que las bajas temperaturas invernales elevaron el consumo de gas en el primer trimestre del ejercicio, al entorno de precios altos del gas natural, al incremento de la actividad de electricidad de Gas Natural en España y al impulso de la actividad del Grupo Gas Natural en Latinoamérica.

El EBITDA correspondiente al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005 alcanzó 1.233 millones de euros con un aumento del 12,9% respecto del año anterior.

4. FACTORES DE RIESGO

El Capítulo V del presente Folleto describe los factores de riesgo de Gas Natural y de los sectores en los que actúa.

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

5.1 Historial y evolución del emisor

5.1.1 Nombre legal y comercial del emisor

Ver apartado 1.2 del Capítulo I del presente Folleto.

5.1.2 Lugar de registro de la Sociedad y número de registro

Ver apartado 1.2 del Capítulo I del presente Folleto.

5.1.3 Fecha de constitución y periodo de actividad de la Sociedad, si no son indefinidos

Ver apartado 1.2 del Capítulo I del presente Folleto.

5.1.4 Domicilio y personalidad jurídica del emisor, legislación conforme a la cual opera, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social (o lugar principal de actividad empresarial si es diferente de su domicilio social)

El domicilio social de Gas Natural se encuentra en Barcelona (España), avenida Portal de l'Àngel, números 20 y 22, y su número de teléfono es 00-34-93-402-51-00.

La sociedad Gas Natural, de nacionalidad española, tiene forma jurídica de sociedad anónima, y se rige, en consecuencia, por el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, cuyo texto fue aprobado por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre.

Regulación del sector del gas natural en España

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

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

- Suprime la consideración de servicio público para las actividades realizadas en el sector del gas.
- Sustituye el régimen de concesiones administrativas para la actividad de distribución por otro de autorizaciones en el que la exclusividad sobre la zona de autorización se mantendrá durante un plazo máximo de 15 años.

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

- Designa a Enagas como Gestor Técnico del Sistema.
- Limita al 35% la participación accionarial que una misma persona física o jurídica puede tener en Enagas. Esta limitación ha sido reducida al 5% en virtud de la Ley 62/2003 de 30 de diciembre de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- Establece la cesión del 25% del contrato de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb a favor de comercializadoras de gas no pertenecientes a Gas Natural durante un periodo de tres años. El 75% restante de dicho contrato se asigna a Enagas, quien lo vende a las empresas distribuidoras para el suministro al mercado regulado. También establece que desde el 1 de enero de 2004 el gas natural de este contrato se ha de aplicar preferentemente al suministro a tarifa.
- Fija el 1 de enero de 2003 como fecha a partir de la cual ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas, de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio, que actúen en el sector de gas natural, podrá aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70 % del consumo nacional. A los efectos del cálculo de dicho porcentaje no se considerarán los autoconsumos.
- Adelanta el calendario de liberalización total, fijando el 1 de enero de 2003 como fecha tope para que todos los clientes tengan la consideración de elegibles.
- Establece un nuevo régimen retributivo, de tarifas, peajes y cánones y de liquidación.
- Adelanta al 1 de enero de 2005 la fecha en que finaliza la exclusividad de las autorizaciones de distribución. No obstante, el Decreto-Ley 5/2005 restableció la exclusividad de dichas autorizaciones administrativas, sin plazo máximo.

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

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

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas. Para ello, la remuneración anual incluye la amortización del coste reconocido de inversión.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos invertidos.

- Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

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

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

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

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

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

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

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

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

mercado regulado, distribución, suministro a tarifa de gas natural y retribución al Gestor Técnico del Sistema.

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

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

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

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

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

Regulación del sector del gas natural en Latinoamérica

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

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

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

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

Regulación del sector del gas natural en Italia

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

Regulación del sector de electricidad en España

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

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

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

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

- No reserva al Estado ninguna actividad integrante del suministro, por lo que desaparece la explotación unificada.
- Se garantiza el suministro a todos los consumidores, sustituyendo este concepto al de servicio público.

- Reconoce el derecho a la libre instalación de plantas generadoras y establece una planificación indicativa que tiene como objeto facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de las empresas.
- Crea la figura de la comercialización de acuerdo con los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente.
- Basa la optimización económica del sistema de producción en la libre competencia de los agentes del mercado, dentro del marco de un mercado mayorista organizado de producción eléctrica (desarrollado por el Real Decreto 2019/1997).
- Se establece la figura del Operador de Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. (OMEL) para la gestión económica del mercado y del Operador del Sistema (REE) para la gestión técnica del mismo. Asimismo se crea la figura de la Comisión Nacional de Energía, como órgano regulador del sector eléctrico.
- Considera el transporte y la distribución como monopolios naturales, no obstante las redes son puestas a disposición de sujetos del sistema y consumidores a través del acceso de terceros a la red. La retribución de dichas actividades se fija regulatoriamente y existe una planificación de carácter vinculante.
- Establece el principio de separación jurídica entre “actividades reguladas” (transporte y distribución) y “no reguladas” (generación y comercialización).
- Liberaliza progresivamente la comercialización en un plazo de 10 años.

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

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

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

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

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

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

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

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

En el año 2001, se aprobó un nuevo desarrollo sobre las tarifas de acceso a redes, el Real Decreto 1164/2001. Dicho Real Decreto mantiene la estructura binomial de las tarifas, no obstante establece una nueva estructura simplificando las tarifas domésticas y de uso general y creando una tarifa de tres periodos para alta tensión, además de simplificarlas también.

Anualmente el Gobierno publica un Real Decreto estableciendo la tarifa eléctrica. El Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2006.

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

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

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, del 11 de marzo, establece una serie de medidas urgentes para el impulso de la productividad y para la mejora de la

contratación pública. Las medidas tienen en cuenta el futuro Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), incorporando el mercado a plazo en la estructura del mercado de producción. Además, homogeneiza las condiciones entre mercado libre y mercado regulado, exige avales para tramitar autorizaciones de instalaciones de generación, racionaliza el desarrollo de las instalaciones de distribución y obliga a las empresas distribuidoras a difundir mayor información de sus clientes para permitir a las comercializadoras presentar mejores ofertas a sus clientes.

Regulación del sector de electricidad en Puerto Rico

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

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

5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor.

El 28 de enero de 1843 en Barcelona se constituyó la Sociedad Catalana para el Alumbrado por Gas con el cometido de instalar el alumbrado público y privado por medio de gas manufacturado a partir de carbón en la ciudad de Barcelona.

A principios de siglo realizó inversiones en el sector eléctrico adquiriendo en el año 1912 la sociedad Central Catalana de Electricidad, S.A. y modificando su denominación a Catalana de Gas y Electricidad, S.A.

En 1921 se crea la compañía Gas Madrid, S.A., que sustituye a la antigua Compañía Madrileña para el Alumbrado y Calefacción por Gas, S.A. constituida en 1865.

A partir de 1956 en Barcelona y 1962 en Madrid se inicia el proceso de sustitución de materias primas en la producción de gas manufacturado pasando del tradicional carbón a derivados del petróleo.

En 1965 Catalana de Gas y Electricidad y Exxon, junto con tres bancos españoles constituyeron la sociedad llamada Gas Natural, S.A., con el fin de importar, tratar y distribuir gas natural procedente de Libia, transportado a España en metaneros como gas natural licuado (GNL). Esta actividad se inicia en 1969 en el área de Barcelona y con ello la introducción del gas natural en España.

En 1987, Catalana de Gas y Electricidad cambia de nuevo su denominación social a Catalana de Gas, S.A, coincidiendo con la venta del último activo eléctrico que le quedaba, la central hidroeléctrica de El Run, en el Pirineo Aragonés. En este mismo año, llega el gas natural a Madrid, empezando a utilizarse como materia prima para la producción de gas manufacturado, iniciándose en paralelo el proyecto de cambio de gas manufacturado a gas natural.

El 31 de diciembre de 1991 Catalana de Gas, S.A. realizó la operación de fusión por absorción de Gas Madrid, S.A. y asimismo fusión y escisión parcial de los activos gasistas de Repsol-Butano, S.A. Esta operación, con efectos contables y económicos desde el 1 de enero de 1991, culminó con el acuerdo de la Junta General Extraordinaria

de accionistas de Catalana de Gas, celebrada en marzo de 1992, en la que se acordó el cambio de denominación social pasando a ser la de Gas Natural SDG, S.A.

En diciembre de 1992 y dentro del proceso de privatización de Gas del Estado en Argentina, el consorcio Invergas, S.A. liderado por Gas Natural, resultó ganador del concurso internacional para la adjudicación del 70% de la Sociedad Distribuidora Buenos Aires Norte, bajo la denominación social de Gas Natural BAN, S.A.

En septiembre de 1993 se inició el proceso de integración vertical de la industria gasista española que culminó en el mes de julio de 1994 con la adquisición del 91% de Enagas, empresa que fue constituida en 1972 y dedicada a la regasificación, almacenamiento y transporte de gas. El 9% restante se compró en el año 1998.

En el marco de las gestiones que se llevaron a cabo para la compra de Enagas se acordó separar temporalmente, de los activos objeto de adquisición, todos aquellos ligados al tramo extrapeninsular del gasoducto Magreb-Europa. Para ello se constituyó Sagane, S.A. que asumió la responsabilidad de llevar a cabo la construcción de dicho gasoducto y cuyos accionistas eran el INI, hoy Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), con un 91%, y Enagas con un 9%.

En febrero de 1996 se adquirió el 91% de Sagane, S.A. elevando la participación del Grupo Gas Natural a la totalidad del capital social de dicha sociedad.

Posteriormente, y desde el año 1997, se ha continuado con el proceso de expansión internacional a través de la adquisición de activos gasistas en Latinoamérica con lo que en la actualidad el Grupo está presente en Argentina, Brasil, Colombia, México y Puerto Rico.

En el año 2002, Gas Natural comenzó a explotar la primera planta de generación eléctrica con ciclo combinado en España.

En el mes de junio de 2002, como consecuencia del proceso de liberalización, el Grupo Gas Natural vendió el 59,1% de Enagas, principal empresa de regasificación, transporte y almacenamiento de gas en el mercado español. Posteriormente, el Grupo ha continuado vendiendo participaciones en Enagas. Con fecha 7 de febrero de 2006, la participación de Gas Natural en Enagas se redujo aproximadamente a un 11,20%, pasando a un 9,90% con fecha 24 de febrero de 2006. En cualquier caso, a partir del 31 de diciembre de 2006, la participación de Gas Natural en Enagas no podrá superar el 5% en virtud de la normativa vigente. Adicionalmente, el 3 de febrero de 2006 fue notificado a Gas Natural el Acuerdo del Consejo de Ministros de igual fecha, que subordinaba a la observancia de determinadas condiciones la operación, entre las que se encuentra una limitación de la participación de Gas Natural en Enagas al 1%.

En el ámbito europeo, el Grupo comercializa gas en Italia desde finales de 2002 a través de la sociedad Gas Natural Vendita Italia S.p.a., y comenzó a distribuir gas natural en Italia en el año 2004, tras la adquisición del grupo Brancato en enero de ese año y de los grupos Nettis y Smedigas en el segundo semestre.

Con fecha 10 de marzo de 2003, Gas Natural presentó una oferta pública de adquisición sobre la totalidad del capital social de Iberdrola, S.A. (Iberdrola). Dicha oferta se retiró con fecha 8 de mayo de 2003 como consecuencia de la denegación de dicha operación por la Comisión Nacional de Energía con fecha 30 de abril de 2003.

En octubre de 2003 Gas Natural inició su actividad en Puerto Rico con la adquisición de Ecoeléctrica L.P.

En diciembre de 2004, un consorcio integrado por Gas Natural y Repsol YPF, S.A. (Repsol YPF) ganó la adjudicación de un contrato para la exploración, producción y construcción de una planta de licuefacción en Argelia (Gassi Touil) con una duración de 30 años. En el mes de abril de 2005, Gas Natural y Repsol YPF alcanzaron un acuerdo para desarrollar nuevos proyectos de exploración, producción, transporte y comercialización de GNL.

En Francia, Gas Natural Commercialisation France S.p.a.S. empezó a desarrollar sus actividades en junio de 2005.

En el mes de abril de 2005, Gas Natural adquirió la compañía navarra Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (Dersa) que tiene una capacidad de generación eólica total de 470 MW, y tiene 1.228 MW en nuevos proyectos a desarrollar.

Con fecha de 5 septiembre de 2005 Gas Natural presentó ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores una solicitud de autorización de una Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A. (Endesa). Las condiciones y términos de la citada Oferta vienen recogidos con mayor detalle en los Capítulos I, II, III y IV del presente Folleto.

Por último, de conformidad con la normativa española y comunitaria, con fecha 30 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración de Gas Natural, con arreglo a la delegación conferida por su Junta General de accionistas, llevó a cabo la segregación de las ramas de distribución y transporte de gas integradas hasta el momento en la sociedad matriz mediante la aportación de dichas ramas de actividad a sus filiales Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L., respectivamente. La citada operación se describe con mayor detalle en el apartado 6.1.1 del presente Capítulo.

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción (incluida la cantidad) de las principales inversiones de la Sociedad por cada ejercicio para el período cubierto por la información financiera histórica hasta la fecha del presente Folleto.

Las inversiones totales del Grupo Gas Natural alcanzaron 1.525,2 millones de euros en 2004, 1.361,3 millones de euros en 2003 y 1.067 millones de euros en 2002.

A continuación se presenta una tabla en la que se detallan las principales inversiones realizadas por Gas Natural en los ejercicios finalizados a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004.

INVERSIONES (EN MILLONES DE EUROS)			
	2004	2003	2002
Inmovilizaciones materiales	946,3	778,3	858,1
Inmovilizaciones inmateriales	65,0	489,9	39,3
Inmovilizaciones financieras	494,7	85,3	163,5
Otras inversiones	19,2	7,8	6,1
Total ejercicio	1.525,2	1.361,3	1.067,0

* Conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA").

En el ejercicio 2004, las inversiones totales ascendieron a 1.525,2 millones de euros con un grado de autofinanciación del 65,8%. No obstante, sin considerar las inversiones financieras, la autofinanciación habría sido del 97,4%.

En el ejercicio 2004, la inversión material ascendió a 946,3 millones de euros y la inversión financiera a 494,7 millones de euros. La mayor parte de las inversiones materiales, con un porcentaje del 78%, se destinaron a las áreas de distribución y de

electricidad, ambas en España, y en particular, al desarrollo de las actividades de expansión de la red de distribución de gas y a los planes en generación eléctrica del Grupo a través de ciclos combinados.

Las desinversiones realizadas durante el ejercicio 2004 ascendieron a 310 millones de euros frente a 109,5 millones de euros en 2003 y 1.120,7 millones de euros en 2002.

Inversiones materiales

Inversiones

A continuación se muestra la evolución de las inversiones materiales atendiendo al concepto para los ejercicios 2002, 2003 y 2004.

INVERSIONES MATERIALES (EN MILLONES DE EUROS)			
	2004	2003	2002
Terrenos y construcciones	8,5	12,7	12,1
Instalaciones técnicas y maquinaria	459,7	481,8	551,1
Otro inmovilizado	13,5	9,8	12,2
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	464,6	274,0	282,7
Total	946,3	778,3	858,1

* Conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA").

Las inversiones materiales durante el ejercicio 2004 supusieron un importe bruto de 946,3 millones de euros lo que supone un aumento del 21,6% con respecto al ejercicio anterior. Este aumento es debido, básicamente, a la expansión de la red de distribución de gas y a los nuevos planes en generación eléctrica del Grupo Gas Natural a través de ciclos combinados. A continuación se detallan las inversiones más relevantes:

- Las inversiones materiales en la actividad de distribución de gas en España representan el 39% del importe total. Esta inversión se destinó fundamentalmente al desarrollo de la red para dar servicio a nuevas zonas, con la puesta en servicio de más de 2.800 kilómetros de nueva red de distribución durante el año 2004, con un crecimiento superior al 8% con respecto al ejercicio anterior. Igualmente destacan los proyectos de inversión en gasoductos para la expansión de la red de distribución a determinadas poblaciones.
- Un 39% del importe total de las inversiones materiales en 2004 corresponde a la actividad de electricidad en España, y en concreto, a la finalización de la construcción de los ciclos combinados de Arrúbal (800 MW), operativo desde enero de 2005, y al desarrollo de tres unidades de ciclo combinado en Cartagena (1.200 MW), cuya operación comercial ha comenzado con fecha 5 de enero de 2006.
- En cuanto a las actividades llevadas a cabo en Latinoamérica, las inversiones materiales durante dicho ejercicio ascendieron a 127,2 millones de euros, representativos de un 13% del importe total de inversiones, lo que significa un aumento del 6,7% con respecto al ejercicio anterior. La devaluación registrada con respecto al euro del peso mexicano y la ralentización en la construcción de redes en México D.F. se ve compensada por la inversión registrada en Brasil, que pasa a ser el principal foco inversor de la zona, motivado por el cambio de perímetro con un 50,4% del total, seguida de México con un 32,3% del total.
- La inversión en *upstream* y *midstream* representó un 2,6% del importe total de las inversiones correspondientes al ejercicio 2004, ascendiendo a 24,9 millones de euros.

Las inversiones materiales durante el ejercicio 2003 representaron un importe bruto de 778,3 millones de euros, importe que ha descendido con respecto al ejercicio 2002 debido a la desconsolidación de Enagas en la segunda mitad de dicho ejercicio. Gas Natural estima que, en términos homogéneos, sin considerar las inversiones materiales realizadas por Enagas en el primer semestre del ejercicio 2002, las inversiones materiales en el ejercicio 2003 están en línea con las del ejercicio anterior. A continuación se explican las inversiones de mayor importancia:

- Las inversiones materiales en la actividad de distribución de gas en España representan el 48% del importe total. Esta inversión se destinó fundamentalmente a la expansión de la red de distribución.
- Un 30% del importe total de las inversiones materiales corresponde a la actividad de electricidad en España, en particular, a la construcción de dos grupos de generación eléctrica con ciclos combinados en Arrúbal (La Rioja), de 400 MW cada uno, y el inicio de la construcción del proyecto de generación eléctrica con ciclos combinados de 1.200 MW en Cartagena (Murcia).
- En cuanto a las actividades llevadas a cabo en Latinoamérica, las inversiones materiales representaron un 15% del importe total, destinadas a la expansión de la red de distribución en Brasil y México.

Las inversiones materiales del ejercicio 2002 ascendieron a un importe bruto de 858,1 millones de euros. A continuación se explican las inversiones de mayor importancia:

- Las inversiones materiales en la actividad de distribución de gas en España representan el 47% del importe total. Como en años anteriores, dichas inversiones se centraron en la expansión de la red de distribución, con un incremento de más de 5.700 kilómetros de red respecto al año anterior y una captación de 566.000 nuevos clientes.
- Un 27% del importe total de las inversiones materiales corresponde a la actividad de electricidad en España. En este ejercicio, se inició la operación comercial de dos plantas de generación eléctrica por ciclos combinados (Sant Adrià de Besós en Barcelona y San Roque en Cádiz) y la construcción de dos grupos de generación eléctrica con ciclos combinados en Arrúbal (La Rioja), de 400 MW cada uno.
- En cuanto a las actividades llevadas a cabo en Latinoamérica, las inversiones materiales representaron un 13% del importe total, centradas fundamentalmente en la expansión de la red de distribución.

Desinversiones

Durante el ejercicio 2004, el Grupo Gas Natural no realizó ninguna desinversión de carácter significativo.

Durante el ejercicio 2003 destaca la venta de un terreno en Sant Adrià de Besós (Barcelona) y de la actual sede del Grupo en Barcelona sita en la avenida Portal de l'Àngel. El resultado extraordinario generado por la venta del terreno en Sant Adrià de Besós alcanzó 5,4 millones de euros y la venta del edificio de la Avenida Portal de l'Àngel alcanzó 7,3 millones de euros. No obstante, Gas Natural ha suscrito como arrendatario un contrato de arrendamiento sobre este inmueble que se prorroga de forma automática con una periodicidad trimestral.

En 2002, se procedió a la venta del inmueble sito en la calle Arcs de Barcelona. El resultado extraordinario generado por esta venta alcanzó 5,6 millones de euros. No obstante, Gas Natural ha suscrito como arrendatario un contrato de arrendamiento sobre este inmueble que se prorroga de forma automática con una periodicidad trimestral.

Inversiones inmateriales

A continuación se muestra la evolución de las inversiones inmateriales atendiendo al concepto para los ejercicios 2002, 2003 y 2004.

INVERSIONES INMATERIALES (EN MILLONES DE EUROS)			
	2004	2003	2002
Gastos de investigación y desarrollo	2,6	1,7	1,1
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	0,8	2,4	2,2
Aplicaciones informáticas	50,1	37,5	35,3
Otro inmovilizado	11,5	96,2	0,7
Derechos sobre bienes en arrendamiento financiero	-	352,1	-
Total	65,0	489,9	39,3

* Conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA").

El elevado importe de las inversiones inmateriales de 2003 corresponde a la adquisición en régimen de arrendamiento financiero de dos buques metaneros por importe de 176 millones de euros cada uno.

Inversiones Financieras

Inversiones

Las inversiones financieras durante el ejercicio 2004 supusieron un importe bruto de 494,7 millones de euros.

El 26,1% de la inversión financiera correspondiente a dicho ejercicio se destinó a la actividad de distribución de gas en Latinoamérica. En particular, esta inversión se aplicó al aumento de participación de Gas Natural en las sociedades brasileñas Ceg, S.A. y Ceg Rio, S.A. Tras estas adquisiciones en el mes de julio de 2004, Gas Natural llegó a ser propietario del 54,2% y 72,0% de Ceg, S.A. y Ceg Rio, S.A., respectivamente.

El restante 73,9% del importe total de las inversiones financieras del 2004 se distribuyó en las siguientes operaciones:

- En cuanto al negocio de distribución de gas en España, en el mes de abril se aumentó en un 9,3% la participación en el capital de Gas Natural Cegas, S.A. Por otra parte, como consecuencia de las ampliaciones de capital a las que no acudieron todos los accionistas minoritarios, se produjo un incremento de participación del 0,15% en Gas Natural Murcia SDG, S.A.
- Con respecto al negocio de gas de Latinoamérica, se aumentó el porcentaje de participación en Serviconfort Colombia, S.A. hasta alcanzar el 100%.
- Respecto del negocio de gas en Italia, durante el mes de enero de 2004 se adquirió, a través de Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A. y Gas Natural Vendita, S.p.A., la totalidad de las participaciones en las sociedades Gea, S.p.A., Gas, S.p.A., Agragas, S.p.A., Normanna, S.p.A., Gas Natural Servizi e Logistica, S.p.A. (antes Soreco, S.p.A.), Congas, S.p.A. y Gas Fondiaria, S.p.A. Por otra parte, y asimismo en Italia, Gas Natural Internacional SDG, S.A. adquirió, en el

mes de agosto de 2004, el 100% de la participación en las sociedades Smedigas, S.p.A. y Smedigas, S.r.L.

Además, Gas Natural Internacional SDG, S.A., en el mes de septiembre de 2004, adquirió el 100% de la sociedad Nettis Impianti, S.p.A. Esta sociedad posee el 100% de las participaciones en el capital de las sociedades Nettis Gestioni, S.p.A., Nettis Gas Plus, S.p.A., Impianti Sicuri, S.r.L., Società Consortile di Metanizzazione, S.r.L. y SCM Gas Plus, S.r.L.

- En cuanto a la actividad de electricidad, en los meses de octubre y diciembre, se adquirió el 100% de las distribuidoras eléctricas españolas Distribución Eléctrica Navasfrías, S.L. y Electra de Abusejo, S.L. Por otra parte, en generación eléctrica, en el mes de noviembre, se adquirió el 50% de Central Térmica La Torrecilla, S.A. Esta sociedad tiene como proyecto la construcción de una central de ciclo combinado. Por lo que respecta al negocio de energía eólica, en el mes de noviembre de 2004, Gas Natural adquirió el 100% de la sociedad Sinia XXI, S.A.

Los fondos de comercio generados de las inversiones financieras más relevantes llevadas a cabo en el ejercicio 2004 son los que se detallan a continuación:

Inversiones financieras	Aportación (millones de euros)
Ceg, S.A. y Ceg Rio, S.A.	107
Gea S.p.A, Gas S.p.A., Agragas, S.p.A., Normanna S.p.A., Gas Natural Servizi e Logística S.p.A., Congas S.p.A. y Gas Fondiaria S.p.A. ⁽¹⁾	28
Smedigas, S.p.A y Smedigas S.r.L.	33
Nettis Impianti, S.p.A.	77
Sinia XXI, S.A.	23
Gas Natural Cegas, S.A.	11

⁽¹⁾ El pago de parte del precio de adquisición por dichas inversiones financieras no se realizó durante el ejercicio 2004.

Las inversiones financieras durante el ejercicio 2003 alcanzaron un importe bruto de 85,3 millones de euros. Incluye la adquisición de una participación indirecta de un 47,5% de Ecoeléctrica L.P. en Puerto Rico. Dicha adquisición se cerró en el mes de octubre de 2003, tras una previa adjudicación por subasta. El fondo de comercio incorporado por dicha adquisición alcanzó 149,5 millones de euros, como consecuencia del reconocimiento de las acciones preferentes derivadas del acuerdo de accionistas de Buenergía Gas & Power Ltd., sociedad tenedora de la participación en Ecoeléctrica L.P., tal y como se detalla en el siguiente apartado 6.1.1. del presente Capítulo VI.

Las inversiones financieras durante el ejercicio 2002 alcanzaron un importe bruto de 163,5 millones de euros. La mayor parte de dicha inversión se destinó a fortalecer la actividad de distribución en Latinoamérica. En particular, dichas inversiones se centraron en las siguientes adquisiciones:

- En Colombia, se adquirió el 14,67% de Gas Natural S.A. ESP, ampliando su participación al 59,05%. El fondo de comercio generado por esta inversión financiera fue de 18,7 millones de euros. Igualmente, se adquirió el 21,99% de Serviconfort Colombia, S.A.
- En Brasil, se adquirieron el 9,87% de Ceg, S.A. y el 13,15% de Ceg Rio, S.A. Tras estas operaciones la participación en Ceg, S.A. pasó al 28,77% y la de Ceg Rio, S.A. al 38,26%. El fondo de comercio generado por dichas adquisiciones fue de 94 millones de euros.

El fondo de comercio generado por las inversiones antes citadas se amortiza por la parte no deducible fiscalmente en el ejercicio 2002, dado que se considera conjuntamente con

la venta del 13,25% de la participación en el capital de Gas Natural México, S.A. de C.V indicada en el apartado de desinversiones.

Una mínima parte del importe de las inversiones financieras correspondientes al año 2002 se aplicó a la constitución de la sociedad Gas Natural Vendita Italia S.p.a. con el objetivo de realizar la comercialización de gas natural en Italia.

Desinversiones

Durante el ejercicio 2004, se vendió el 12,5% de Enagas por 292,4 millones de euros obteniendo un beneficio de 163,3 millones de euros.

Durante el ejercicio 2003, se vendió el 2,3% de Enagas por 38,8 millones de euros obteniendo un beneficio de 17,3 millones de euros.

A continuación detallamos las desinversiones llevadas a cabo durante el ejercicio 2002:

- Venta del 13,25% del capital social de Gas Natural México S.A. de C.V. a Iberdrola Energía, S.A. Tras esta operación, la participación del Grupo Gas Natural en la distribuidora mexicana pasó del 100% al 86,75%. El resultado extraordinario generado por dicha venta ascendió a 105,4 millones de euros.
- Venta del 33,3% de Repsol-YPF-TT, S.A. a Repsol YPF por un precio de 8 millones de euros, generando, debido a la situación financiera de la compañía objeto de compra, una plusvalía de 12 millones de euros.
- Realización de una Oferta Pública de Venta de Acciones (OPV), de acuerdo con lo que establece el Real Decreto Ley 6/2000, del 65% del capital social de Enagas, principal compañía española de transporte, regasificación y almacenamiento del gas natural en España. El número de acciones de la OPV representó el 59,1% del capital social de Enagas y un *green shoe* del 5,9%. La plusvalía neta obtenida por Gas Natural en la venta del citado 59,1% ascendió a 267 millones de euros (dado que no se ejerció el *green shoe*), una vez considerados los correspondientes gastos, provisiones e impuestos.

5.2.2 Descripción de las inversiones principales del emisor actualmente en curso, incluida la distribución de estas inversiones geográficamente (nacionales y en el extranjero) y el método de financiación (interno o externo)

Las inversiones en los diez primeros meses del ejercicio social 2005 ascienden a 1.173 millones de euros, cifra ligeramente inferior a la registrada el año anterior, a pesar de una mayor inversión material (+17,8%) que se ha visto compensada por una menor inversión financiera (adquisición de participaciones en sociedades) con respecto al año anterior. En este sentido, recordar que el importante volumen de inversión financiera del ejercicio 2004 incluye las adquisiciones realizadas en Italia y el incremento de la participación en las sociedades del Grupo Gas Natural en Brasil, mientras que la del ejercicio 2005 incluye, básicamente, la adquisición de Dersa, tal y como se indica a continuación.

El presupuesto de inversiones para el año 2005 asciende a 1.850 millones de euros, de acuerdo con lo dispuesto en el Plan Estratégico 2004-2008 del Grupo Gas Natural.

El desglose de las inversiones en función de su naturaleza es el siguiente:

INVERSIONES (EN MILLONES DE EUROS)			
	2005 10M	2004 10M	% var.
Inversiones materiales	847	719	17,80
Inversiones en activos intangibles	31	37	(16,22)
Inversiones financieras	295	461	(36,01)
Total Inversiones	1.173	1.217	(3,62)

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

Las inversiones contempladas en el presente apartado se refieren a aquellas inversiones contabilizadas en el inmovilizado del Grupo Gas Natural.

Las **inversiones materiales** a 31 de octubre de 2005 alcanzan 847 millones de euros, con un aumento del 17,8% debido, fundamentalmente, al continuo desarrollo de los planes en generación eléctrica de Gas Natural en España a través de ciclos combinados.

Durante el ejercicio 2005 Gas Natural ha reorganizado las líneas de su actividad, tal y como se describe en el apartado 6.1.1 del presente Capítulo, por lo que el detalle por actividades de las inversiones materiales es el siguiente:

INVERSIONES (EN MILLONES DE EUROS)			
	2005 10M	2004 10M	% var.
Distribución de gas:	432	374	15,51
España	250	271	(7,75)
Latinoamérica	131	89	47,19
Italia	51	14	264,29
Electricidad:	381	303	25,74
España	378	297	27,27
Puerto Rico	3	6	(50,00)
Upstream y Midstream	8	24	(66,67)
Mayorista y Minorista	10	6	66,67
Resto	16	12	33,33
Total	847	719	17,80

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

El 44,6% de las inversiones materiales en 2005 corresponde a la actividad de electricidad en España y, en concreto, a la finalización de la construcción de los ciclos combinados de Arrúbal (800 MW), al desarrollo de las tres unidades de ciclo combinado de Cartagena (1.200 MW) y al inicio de la construcción de otras dos unidades en Plana del Vent (800 MW).

La inversión en distribución de gas en España, que supone un 29,52% del total, se ha destinado a la captación de nuevos clientes, con la puesta en servicio de más de 2.450 kilómetros de nueva red de distribución en los últimos doce meses, con un crecimiento del 6,9%.

Las inversiones materiales en distribución de gas en Latinoamérica son de 131 millones de euros con un aumento del 47,19%. La disminución registrada en México, debida a la devaluación con respecto al euro del peso mexicano y de la ralentización en la construcción de redes en México DF, ha sido compensada por la inversión registrada en Brasil, que pasa a ser el principal foco inversor en la zona, motivado por el cambio de perímetro de consolidación, con un 68,3% de las inversiones en el área.

El **inmovilizado material** y los **activos intangibles** netos se incrementan en 1.127 millones de euros en los diez primeros meses del año y alcanza la cifra de 8.602 millones de euros a 31 de octubre de 2005. Su desglose por actividades es el siguiente:

<i>(millones de euros)</i>	31/10/05	%
Distribución de gas:	5.432	63,15
España	3.399	39,51
Latinoamérica	1.652	19,20
Italia	381	4,43
Electricidad:	2.083	24,22
España	1.848	21,48
Puerto Rico	235	2,73
Upstream y Midstream	834	9,70
Mayorista y Minorista	78	0,91
Resto	175	2,03
Total inmovilizado material y activos intangibles	8.602	100,00

En el conjunto del inmovilizado material y activos intangibles se incluyen inmovilizaciones en curso por importe de 854 millones de euros, de los que 670 millones de euros corresponden a la actividad de electricidad y 117,5 millones de euros a Latinoamérica.

En el ámbito de las **inversiones financieras**, destaca la adquisición de Dersa, compañía eólica navarra creada en 1996. La compañía dispone de 470 MW en operación y 1.228 MW en desarrollo, de los cuales 232 MW en operación y 1.020 MW en desarrollo son atribuibles a Gas Natural. La inversión ha ascendido a 272 millones de euros y se ha generado un fondo de comercio de 95 millones de euros.

En el mes de abril de 2005, Repsol YPF y Gas Natural firmaron un acuerdo marco que contempla en el área de exploración, producción y licuefacción (*upstream* y *midstream*), la posibilidad de asociación de ambas compañías para el desarrollo de nuevos proyectos, asociación que, básicamente, implica que Repsol YPF participe en el 60% de los activos y Gas Natural en un 40%, en los proyectos de upstream, y que cada uno de ellos participe en un 50% de los activos, en los proyectos de midstream. En relación con este acuerdo marco están en fase de desarrollo inicial dos proyectos, el de Gassi Touil y el de Gassi Chergui (referidos en el apartado 6.1.1 de este Capítulo VI del Folleto).

Con posterioridad al 31 de octubre de 2005, no se ha llevado a cabo ninguna inversión de carácter significativo en el desarrollo del negocio del Grupo Gas Natural.

Financiación de las inversiones previstas para el ejercicio 2005

La situación de tesorería existente al 31 de diciembre del 2004 con un importe conjunto de “Tesorería” e “Inversiones financieras temporales” de 274,3 millones de euros, el EBITDA generado durante el ejercicio 2005, y las líneas de crédito e instrumentos de deuda en el mercado de capitales disponibles y no dispuestos, los cuales, a 31 de octubre del 2005, totalizaban 3.163 millones de euros, permitirán a Gas Natural realizar para el citado ejercicio todas las inversiones previstas. A estos recursos se han de añadir los importes que, en su caso, obtenga Gas Natural de las ventas de parte de su participación en Enagas, ventas que se realizarán atendiendo a las ventanas de oportunidad que ofrezca el mercado y con el propósito de cumplir con la obligación del límite normativo de participación accionarial máxima del 5% en Enagas hasta diciembre del 2006 y con las condiciones impuestas por el Acuerdo del Consejo de

Ministros de 3 de febrero de 2006, entre las que se encuentra una limitación de la participación de Gas Natural en Enagas al 1%. Durante el período comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005, Gas Natural ha vendido un 10,8% de su participación accionarial de Enagas por un importe de 338,7 millones de euros.

5.2.3 Información sobre las principales inversiones futuras del emisor sobre las cuales sus órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes

El Plan Estratégico de Gas Natural para el periodo 2004-2008 recoge inversiones por valor de 8.800 millones de euros. El total de inversiones en 2004 fue de 1.525,2 millones de euros, y en los diez primeros meses de 2005 fue de 1.173 millones de euros. Por lo tanto, para el horizonte temporal hasta 2008 y con respecto al citado Plan Estratégico de Gas Natural, quedan pendientes inversiones por valor de 6.102 millones de euros.

El Plan Estratégico distribuyó las inversiones por actividad de la siguiente forma:

Desglose Inversión	%
Distribución gas	28%
Generación electricidad	23%
Latinoamérica	14%
Europa	14%
Up + Midstream	10%
Eólica	7%
Otros	4%
Total Inversión	100%

* El desglose por actividades del cuadro se corresponde con las líneas de actividad existentes con anterioridad a la reorganización de líneas de negocio principales realizada en el año 2005.

Distribución de gas: las inversiones previstas son las necesarias para ampliar la red de distribución e incrementar el número de puntos de suministro en 1,7 millones en el periodo, así como para mantenimiento y renovación de las redes con el objetivo de asegurar la calidad del suministro.

Generación de electricidad: incluye las inversiones necesarias para disponer en el año 2008 de 4.800 MW en España en ciclos combinados y más de 1000 MW en régimen especial.

Latinoamérica: inversión necesaria para ampliar en los distintos países la red de distribución con el fin de incrementar en 1,7 millones el número de puntos de suministro en el periodo.

Europa: inversiones necesarias para alcanzar 700.000 clientes en Italia en 2008 y consolidar la presencia en Francia.

Upstream y Midstream: esta inversión corresponde principalmente a los proyectos integrados de GNL con Repsol YPF. Destaca el proyecto de Gassi Touil, que supone la creación de un consorcio participado en un 40% por Gas Natural y en un 60% por Repsol YPF. Contempla la exploración, producción, licuefacción y comercialización de reservas de gas, e incluye la construcción de una o dos plantas de licuefacción con una capacidad de 61-81 TWh/año. El proyecto tiene una duración de 30 años, y se prevé el inicio de las operaciones comerciales en el año 2010. La inversión total aprobada a septiembre de 2005 está entre 600 y 800 millones a realizar hasta 2009.

Las inversiones inicialmente previstas por Gas Natural para actividades reguladas y no reguladas correspondientes al ejercicio 2009 ascienden, aproximadamente, a 1.490 millones de euros.

La consumación de la Oferta a la que se refiere el presente Folleto afectaría a los objetivos de inversión fijados en el citado Plan Estratégico 2004-2008 como consecuencia de las desinversiones previstas.

Gas Natural se ha comprometido a mantener las inversiones incluidas en los respectivos Planes de Inversión de Endesa y Gas Natural. A este respecto, tal y como se describe con mayor detalle en el apartado 4.1.3 del Capítulo IV de este Folleto, la resolución de la Comisión Nacional de Energía de fecha 8 de noviembre de 2005 autorizando la toma de participación de Gas Natural en el capital social de Endesa, que se adjunta como **Anexo 21** al presente Folleto, ha impuesto, entre otras, las siguientes condiciones: (i) la obligación de Gas Natural de asumir todos los compromisos de inversión en actividades reguladas del sector eléctrico y de gas incluidos en los Planes de Inversión de Gas Natural y de Endesa para el período 2005-2009; (ii) la venta de activos por valor de, al menos, 8.200 millones de euros; y (iii) la obligación de Gas Natural de que en los eventuales contratos de compraventa de activos regulados que se desinviertan como consecuencia del cumplimiento de las condiciones impuestas para la realización de la operación, figure la asunción por parte del comprador de las obligaciones de inversión incluidas en el Plan de Inversión de Gas Natural y en el Plan de Inversión de Endesa en los sectores gasista y eléctrico, respectivamente, ligados a los activos objeto de desinversión.

Por otra parte, el 3 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros acordó la aprobación de la operación sujeta a una serie de condiciones que se detallan en el apartado 4.3.2 del Capítulo IV. Estas condiciones obligan a realizar desinversiones que deberán cumplir una serie de requisitos con arreglo a lo dispuesto en el apartado 4.1.3 del Capítulo IV del presente Folleto.

La realización de las desinversiones implicaría una reducción de los respectivos planes de inversión con respecto a las inversiones que estén asociadas a los activos efectivamente enajenados.

6. DESCRIPCIÓN DE GAS NATURAL

6.1 Actividades principales.

6.1.1 *Descripción y factores clave relativos al carácter de las operaciones del emisor y de sus principales actividades, declarando las principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados en cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica*

Gas Natural es una empresa multinacional dedicada fundamentalmente a la exploración, producción, transporte, regasificación, distribución y comercialización de gas natural, con casi diez millones de clientes en España, Latinoamérica, Francia e Italia, y a la generación y comercialización de electricidad en España y Puerto Rico. En el año 2004, Gas Natural vendió 381.980 GWh de gas natural, operó 95.155 kilómetros de las redes de distribución de gas natural y generó 7.272 GWh de electricidad en Europa y Latinoamérica.

La siguiente tabla detalla los principales datos operativos de Gas Natural correspondientes a los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, y a los periodos comprendidos entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2004 y 2005.

	30 de septiembre		31 de diciembre		
	2005	2004	2004	2003	2002
Ventas de gas (GWh)	309.945	278.705	381.980	352.705	312.387
Distribución y servicios de acceso de terceros a la red GWh	142.516	118.478	167.156	148.739	126.820
Número de puntos de suministro (miles) ⁽¹⁾	9.998	9.395	9.565	8.707	8.082
Red de distribución (Km)	98.723	93.733	95.155	85.905	79.574
Suministro de electricidad contratado (GWh/año)	3.944	4.856	4.942	3.550	2.964
Electricidad generada (GWh/año)	7.851	5.258	7.272	4.324	2.075
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.173	1.092	1.145	1.086	806

⁽¹⁾ Los puntos de suministro se refieren a todos aquellos clientes que adquieren gas en el mercado regulado de Gas Natural, incluyendo aquellos quienes compran gas de terceros comercializadores.

Toda la información intermedia relativa a las principales magnitudes físicas y datos operativos de cada una de las líneas de negocio del Grupo Gas Natural que se describen en este apartado 6.1.1 hacen referencia al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, siendo esta la última información que Gas Natural ha hecho pública en el “Informe de resultados del tercer trimestre de 2005”.

Durante el ejercicio 2005 Gas Natural ha reorganizado sus líneas principales de actividad, desarrollando en la actualidad las siguientes actividades:

- La actividad de distribución de gas, que engloba la actividad de gas regulada, distinguiendo España, Latinoamérica e Italia.
- La actividad de electricidad engloba las actividades de generación y comercialización de electricidad en el mercado liberalizado, distinguiendo España y Puerto Rico.
- La actividad de upstream y midstream incluye las siguientes actividades:
 - *Upstream*: incluye la exploración gasista y las actividades de producción y transporte de gas desde el momento de su extracción hasta su llegada a la

planta de licuefacción y el proceso de licuefacción. La actividad de *upstream* no comenzó hasta el año 2005.

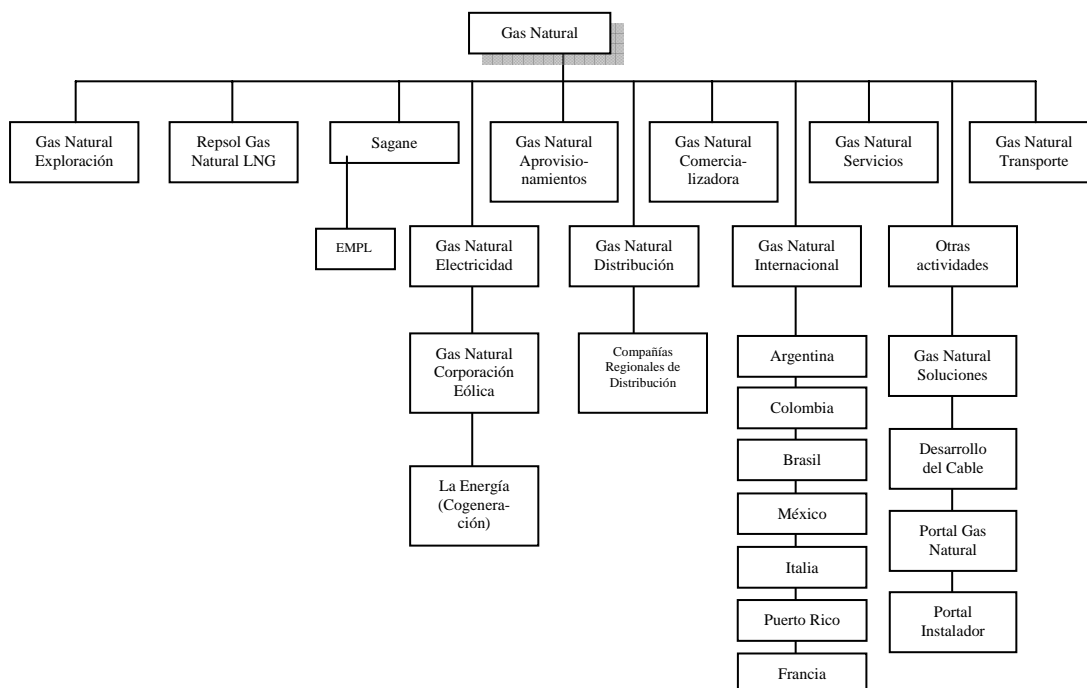
- *Midstream*: incluye las actividades de la cadena de valor de GNL desde su salida de los países exportadores (plantas de licuefacción) hasta los puntos de entrada de los mercados finales (plantas de regasificación).

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

- La actividad de mayorista y minorista: que recoge las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas tanto en España como en el exterior y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista liberalizada en España.
- El resto de actividades del Grupo Gas Natural incluye las actividades relacionadas con fibra óptica y otros servicios informáticos y corporativos.

A 31 de octubre de 2005 la distribución de gas supuso un 75,7% del total de EBITDA, la actividad de *upstream* y *midstream* un 11,4%, la actividad mayorista y minorista un 1,1%, la actividad de electricidad un 10,6%, y el resto de actividades un 1,2%. En el apartado 6.2 se incluye un desglose del EBITDA por líneas de actividad durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004 y los primeros diez meses de 2005.

A continuación se muestra el organigrama de las distintas divisiones corporativas en las que se encuentra estructurado actualmente el Grupo Gas Natural:



Toda la información histórica relativa a las distintas líneas de actividad del Grupo Gas Natural, esto es aquella correspondiente a los ejercicios 2002, 2003 y 2004, ha sido adaptada, a efectos ilustrativos, con arreglo a la nueva reorganización del Grupo Gas Natural que tuvo lugar en el ejercicio 2005.

(i) **Distribución**

ESPAÑA

La actividad de distribución que el Grupo Gas Natural realiza en España incluye la actividad retribuida de distribución de gas, el suministro de gas a tarifa, los servicios de acceso a terceros a la red (ATR) y el transporte secundario, además de las actividades no reguladas conexas de distribución.

Distribución

El Grupo realiza la actividad de distribución a través de once distribuidoras regionales: Gas Natural, Gas Natural Cegas, Gas Natural Murcia, Gas Natural Andalucía, Gas Natural Castilla-La Mancha, Gas Natural Castilla y León, Gas Navarra, Gas Natural Rioja, Gas Natural Cantabria, Gas Galicia y Gas Natural La Coruña.

La siguiente tabla muestra las principales magnitudes físicas de la línea de distribución de gas en España y sus inversiones correspondientes a los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Magnitudes físicas	2005 9M	2004	2003	2002
Ventas actividad del gas (GWh) ⁽¹⁾	105.181	127.065	125.814	133.991
Ventas totales de gas (GWh) ⁽²⁾	186.046	227.873	211.504	213.677
Ventas de gas (GWh)	36.835	51.499	63.437	88.693
Residencial	18.264	31.204	34.540	31.443
Industrial	9.585	12.678	20.541	43.261
Eléctricas ⁽³⁾	8.986	7.567	8.356	13.989
Importe neto de cifra de negocios (millones de euros)	1.426	1.821	1.935	2.266
Transporte de gas / ATR ⁽⁴⁾	68.347	75.616	62.377	45.298
Transporte de gas / ATR a Grupo Gas Natural (GWh) ⁽⁴⁾	80.865	100.808	85.690	79.686

⁽¹⁾ Ventas de la actividad regulada de gas en España: agrupa la distribución y comercialización de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), excluyendo el acceso a terceros para comercializadores del Grupo Gas Natural.

⁽²⁾ Incluye todo el gas en ventas de actividad de gas más los servicios de acceso a terceros para comercializadores del Grupo Gas Natural.

⁽³⁾ Ventas de gas para generación eléctrica convencional a tarifa.

⁽⁴⁾ La información publicada en los "Resultados del tercer trimestre de 2005" incluía la totalidad del transporte de gas/ATR, tanto a terceros como al grupo de Gas Natural.

Inversiones materiales (millones de euros)	2005 9M	2004	2003	2002
Distribución en España	222,5	365,8	375,6	405,0

* Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Nueve primeros meses de 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), cifra no auditada.

Desde el año 2002, Gas Natural ha experimentado un descenso en las ventas de la actividad de gas regulado debido al progresivo traspaso de clientes al mercado libre, como consecuencia de la liberalización total del mercado de gas natural. Con fecha 30 de septiembre de 2005, un 63,2% de los clientes de Gas Natural compraron gas natural en el mercado regulado frente a la casi totalidad de los clientes que lo hacían a comienzos del ejercicio 2002, lo que representa una apertura del mercado del 36,8% en términos de número de clientes y del 85% en energía.

Durante el ejercicio 2004 las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa la distribución y suministro de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascendieron a 127.065 GWh con un aumento del 1% con respecto a las

del año anterior. Por otra parte, y por lo que respecta al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, las ventas de dicha actividad ascendieron a 105.181 GWh, lo que representa un aumento del 16,6% con respecto del mismo periodo del año anterior.

En dicho ejercicio 2004 las ventas de gas a tarifa en el mercado residencial e industrial disminuyeron un 9,7% y un 38,3% respectivamente, debido al progresivo traspaso de clientes al mercado libre, como consecuencia de la liberalización total del mercado que se produjo el 1 de enero de 2003. Por dicho motivo, los servicios de ATR se incrementan en un 21,2% respecto a los del año anterior, y los realizados para las sociedades comercializadoras del Grupo (Gas Natural Comercializadora, S.A. y Gas Natural Servicios SDG, S.A.) un 19,3%.

Por lo que respecta al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, las ventas de gas en el mercado residencial siguen disminuyendo un 18,2%. No obstante, las ventas de gas en el mercado industrial han aumentado un 0,2%. En cuanto a los servicios de distribución para el acceso de terceros a la red (ATR) se incrementan en un 18,6% y alcanzan 149.212 GWh, de los que 68.347 GWh corresponden a servicios realizados para terceros y el resto, 80.865 GWh, para las comercializadoras del Grupo Gas Natural en el mercado liberalizado de gas.

Por otro lado, en el ejercicio 2004, las ventas a tarifa para generación de electricidad disminuyeron un 9,4%, pese a la puesta en marcha de nuevas centrales de generación, ya que estas se abastecen en el mercado liberalizado. En cambio, durante los nueve primeros meses del ejercicio 2005, estas ventas han experimentado un crecimiento muy significativo respecto al mismo período del año anterior debido a la baja hidraulicidad del período que ha impulsado la generación convencional con gas, lo que ha situado el total de las ventas de gas a tarifa al mismo nivel que en el año anterior.

Red de distribución

La siguiente tabla muestra la evolución de la red de distribución de gas natural durante los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Magnitud física	2005 9M	2004	2003	2002
Red de distribución (Km)	39.146	37.534	34.701	31.648

La red de distribución se incrementó en más de 2.800 kilómetros durante el ejercicio 2004, alcanzando 37.534 kilómetros a 31 de diciembre de 2004, lo que supone un crecimiento interanual superior al 8%. Durante los nueve primeros meses del año 2005, la red de distribución se ha aumentado en más de 1.600 kilómetros, alcanzando, a 30 de septiembre de 2005, 39.146 kilómetros.

Puntos de suministro

La siguiente tabla muestra el número de puntos de suministro y su evolución durante los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Magnitud física	2005 9M	2004	2003	2002
Número de puntos de suministro (miles)	5.033	4.808	4.482	4.194
Incremento de puntos de suministro (miles)	225	326	288	285

El Grupo Gas Natural mantiene elevadas tasas de crecimiento, con un incremento de 326.146 puntos de suministro en España durante el año 2004, un 13,2% superior al

incremento conseguido en 2003. A 31 de diciembre de 2004 la cifra de puntos de suministro alcanzó 4.808.000, con un crecimiento del 7,3% sobre la base de puntos de suministro al cierre del año 2003. A 30 de septiembre de 2005, el número de puntos de suministro se ha elevado a 5.033.000.

Separación de actividades de distribución y transporte en el año 2005

Con fecha 30 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración de Gas Natural acordó aprobar un proyecto de segregación de las actividades de distribución y de transporte de gas mediante su traspaso en bloque a sus filiales Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L., respectivamente. Dicha segregación se ha materializado mediante ampliaciones de capital en ambas sociedades suscritas con la aportación no dineraria de los activos y pasivos de Gas Natural que conforman las ramas de actividad de distribución y transporte. Como contrapartida a las aportaciones no dinerarias, Gas Natural Distribución SDG, S.A. ha emitido acciones por valor de 1.100 millones de euros y Gas Natural Transporte SDG, S.L. por valor de 52 millones de euros, todas ellas suscritas por Gas Natural. Esta separación de actividades se ha realizado con arreglo a las formas y procedimientos establecidos en las vigentes Leyes de Sociedades Anónimas y de Sociedades de Responsabilidad Limitada; en particular, se hace constar que se ha emitido el preceptivo informe de experto independiente con respecto a la aportación no dineraria realizada en Gas Natural Distribución SDG, S.A.

Esta separación de las actividades reguladas y no reguladas se llevó a cabo en cumplimiento de la normativa comunitaria y nacional que obliga a separar legalmente, en entidades jurídicas diferentes, las actividades reguladas de aquéllas del mercado liberalizado. No obstante, la normativa aplicable a estos efectos no limita la capacidad de la sociedad matriz, en este caso, Gas Natural, de controlar simultáneamente las entidades que realizan estas actividades.

Con fecha 8 de noviembre de 2005, la Comisión Nacional de Energía autorizó la reordenación societaria llevada a cabo por Gas Natural; no obstante, Endesa ha recurrido dicha resolución. Además, el Gobierno de la Comunidad de Madrid ha iniciado un expediente sancionador para determinar si dicha separación está o no sujeta a la obtención de su autorización previa. En caso de resultar necesaria tal autorización, Gas Natural podría ser sancionada con una multa de hasta 3 millones de euros.

LATINOAMÉRICA

A efectos de magnitudes físicas, se ha tenido en cuenta la información histórica de ventas por su totalidad, aún a pesar de que las sociedades brasileñas comenzaron a consolidar por integración global a partir del 1 de julio de 2004.

Introducción

Gas Natural participa en el mercado latinoamericano de distribución de gas y, en particular, en Argentina, Brasil, Colombia y México, siendo el principal operador por número de clientes en dicho ámbito geográfico con arreglo a la información publicada por los organismos regulatorios locales y otras compañías energéticas. Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, el importe de la cifra de negocios de Gas Natural en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de terceros a red (ATR), representaron un 17,4% sobre el importe consolidado de cifra de negocios de Gas Natural.

La siguiente tabla muestra las ventas de gas, el número de kilómetros de la red de distribución y el número total de puntos de suministro en Latinoamérica a 30 de septiembre de 2005 y el porcentaje de variación con respecto al año anterior.

(datos actualizados a septiembre de 2005, excepto el % de variación)	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad del gas (GWh)	52.098	30.981	8.184	30.709	121.972
% variación interanual	6,8%	12,9%	15,0%	(1,4%)	6,5%
Red de distribución (Km)	21.161	4.723	15.176	14.808	55.868
variación interanual (Km)	369	628	774	424	2.195
Puntos de suministro (en miles)	1.282	725	1.580	1.103	4.690
variación interanual	31	46	111	66	254

La siguiente tabla muestra las principales magnitudes físicas de la distribución de gas en Latinoamérica y las inversiones correspondientes a los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Magnitudes físicas	2005 9M	2004	2003	2002
Ventas actividad del gas (GWh) ⁽¹⁾	121.972	155.346	140.934	128.304
Ventas de gas (GWh)	74.218	92.097	83.140	77.506
Residencial	24.488	30.769	29.931	27.364
Industrial	28.407	35.801	33.849	30.937
Eléctricas	8.515	10.515	6.395	9.037
Automoción	12.808	15.012	12.965	10.168
Transporte de gas / ATR (GWh)	47.754	63.249	57.794	50.798
Red de distribución (Km)	55.868	54.120	51.204	47.926
Número de puntos de suministro (miles)	4.690	4.505	4.225	3.908

⁽¹⁾ Ventas de la actividad regulada de gas: agrupa la distribución y comercialización de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR).

Inversiones materiales (millones de euros)	2005 9M	2004	2003	2002
Distribución en Latinoamérica	116,9	121,2	119,1	111,4

* Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Los nueve primeros meses de 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), cifras no auditadas.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), incrementaron un 10,2% en el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2004 (respecto del ejercicio 2003) y un 9,8% en el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2003 (respecto del ejercicio 2002). Por otra parte, y por lo que respecta al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, las ventas de la actividad de gas ascienden a 121.972 GWh, lo que supone un incremento del 6,5% respecto del mismo periodo del año anterior.

El porcentaje de participación de las sociedades filiales brasileñas en el importe total de las ventas de gas en Latinoamérica representó, respectivamente, un 23,97%, 21,06% y 23,28% para los años 2004, 2003 y 2002. Por otra parte, y por lo que respecta al período comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, dicho porcentaje de participación ascendió a 25,40%.

Las ventas de gas en Latinoamérica incrementaron un 10,8% en el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2004 (respecto del ejercicio 2003) y un 7,3% en el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2003 (respecto del ejercicio 2002). Los citados incrementos se deben principalmente al crecimiento del mercado de generación eléctrica en Brasil, al desarrollo del mercado de automoción en Argentina y Brasil y a la consolidación de los consumos en el mercado residencial e industrial en todos los países como consecuencia de las importantes tasas de crecimiento comercial alcanzadas. Por otra parte, y por lo que respecta a los nueve primeros meses del ejercicio 2005, destacó el incremento cercano al 15% en las ventas de gas en Argentina, Colombia y Brasil, debido principalmente a la mayor actividad en el mercado de generación eléctrica en este último país, continuando la consolidación del mercado de gas para automoción, con un crecimiento medio del 16,8%.

Las ventas de ATRs incrementaron un 9,4% en el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2004 (respecto del ejercicio 2003) y un 13,8% en el ejercicio finalizado a 31 de

diciembre de 2003 (respecto del ejercicio 2002), impulsadas principalmente por el negocio de Argentina y México. Por lo que respecta a los primeros nueve meses del ejercicio 2005 mejoraron un 6,6% las ventas de ATR debido principalmente a las mayores ventas de servicio de transporte en Argentina.

La red de distribución aumentó 3.278 kilómetros en el ejercicio 2003 y 2.916 kilómetros en el ejercicio 2004 como consecuencia del desarrollo y expansión comercial en México, Colombia y Brasil. Por lo que respecta a los primeros nueve meses del ejercicio 2005, la red de distribución alcanzó 55.868 kilómetros, cifra que supone un crecimiento interanual del 4,1%.

Por lo que se refiere a la cifra de puntos de distribución de gas en Latinoamérica, incrementó en un 6,6% durante el año 2004 (respecto del ejercicio 2003) y en un 8,1% durante el año 2003 (con respecto al ejercicio 2002). Dichos incrementos se deben principalmente al importante desarrollo comercial en el mercado colombiano y mexicano, donde se han alcanzado tasas de crecimiento interanual de doble dígito para dicho periodo, y a la expansión del mercado brasileño. Por lo que respecta a los primeros nueve meses del ejercicio 2005, la cifra de puntos de suministro alcanzó 4.690.000, con 185.000 nuevos puntos de suministro, en línea con el objetivo estratégico de aumentar en más de 1,7 millones la base de puntos de suministro en Latinoamérica en el período 2004-2008.

Concesiones administrativas

La distribución de gas que realiza Gas Natural en Latinoamérica está sujeta a contratos de concesión administrativa. Los principales contratos y sus características se relacionan en la siguiente tabla.

País	Empresa	Zona Geográfica	Modalidad	Duración	Fecha de Firma	Otorgante
Argentina	Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte	Buenos Aires Norte	Licencia	35 años prorrogables 10 años adicionales	28/12/1992	Estado Nacional
México	Gas Natural México S.A. de C.V.	Toluca	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 15 en 15 años	03/09/1997	Estado Federal
		Monterrey	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 15 en 15 años	24/04/1998	Estado Federal
		El Bajío	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 15 en 15 años	15/01/1999	Estado Federal
		Bajío Norte	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 15 en 15 años	02/02/2000	Estado Federal
		Saltillo-Ramos Arispe Arteaga	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 15 en 15 años	26/06/1997	Estado Federal
		Nuevo Laredo	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 15 en 15 años	17/11/1997	Estado Federal
	Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	Distrito Federal	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 15 en 15 años	03/09/1998	Estado Federal
Brasil	Companhia Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro S.A. (Ceg, S.A.)	Región Metropolitana del Estado de Río de Janeiro	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 30 años más	21/07/1997	Estado Federal
	Ceg Rio S.A.	Estado de Río de Janeiro	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 30 años más	21/07/1997	Estado Federal
	Gas Natural Sao Paulo Sul S.A.	Estado de Sao Paulo Sul	Permiso de Distribución	30 años prorrogables 20 años más	31/05/2000	Estado Federal
Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	Bogotá	Contrato de distribución	50 años	20/06/1991	Estado Nacional
		Soacha	Contrato de distribución	50 años	20/06/1991	Estado Nacional
	Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Cundiboyacense	Contrato de Concesión de área exclusiva	31-06-2014 ampliable como máximo hasta 31/12/2014	11/06/1998	Estado Nacional
	Gas Natural del Oriente, S.A.ESP	Bucaramanga y Girón	Contrato de distribución	50 años	20/06/1991	Estado Nacional
		Piedecuesta	Contrato de distribución	50 años	20/06/1991	Estado Nacional
		Sabana de Torres	Contrato de distribución	50 años	20/06/1991	Estado Nacional
	Gases de Barrancabermeja, S.A.ESP	Barrancabermeja	Contrato de distribución	50 años	20/06/1991	Estado Nacional

Nota: Gas Natural S.A. ESP, Gas Natural del Oriente, S.A. ESP y Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP, al no ser zonas de concesión exclusiva, al fin del contrato de concesión pueden seguir operando por tiempo indefinido en su zona de actuación; pueden disponer de sus activos libremente (por ejemplo, venderlos a un tercero). En el caso de Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP, en el año 2014, pierde el carácter de concesión exclusiva y pasa a un régimen de agente libre como empresa de servicio público, de la misma forma que las otras tres.

Las licencias, permisos de distribución y contratos de distribución de gas que el Grupo Gas Natural tiene vigentes en América, se caracterizan por la obligatoriedad del

suministro de gas con calidad y seguridad de acuerdo con la normativa vigente, remunerándose con una rentabilidad sobre activos y gastos preestablecida por cada regulador. Dichas licencias, permisos y contratos están sujetos al cumplimiento de ciertos compromisos y condiciones que, de no ser cumplidos, pueden causar la pérdida de los mismos y la ejecución de eventuales garantías o avales otorgados, todo ello sin perjuicio de lo establecido en el apartado 20.9 del presente Capítulo VI por lo que concierne a los procedimientos relacionados con la actividad y negocio del Grupo Gas Natural.

Argentina

En diciembre de 1992, durante el proceso de privatización de Gas del Estado en Argentina, el consorcio Invergas S.A., liderado por el Grupo Gas Natural, obtuvo el 70% de la concesión que operaba la zona de Buenos Aires Norte. La concesión tiene una vigencia hasta el año 2027 con posibilidad de prórroga de 10 años más. Gas Natural posee el 50,4% de la concesionaria Gas Natural BAN, S.A. la cual es la segunda distribuidora de gas natural del país por número de puntos de suministro, según Energas o Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina. Gas Natural BAN distribuye en el norte y oeste de la Provincia de Buenos Aires, una zona altamente industrial. Las ventas están fundamentalmente destinadas al consumo residencial, industrial y al mercado de gas natural vehicular.

Por otra parte, se constituyó en el año 1999 Natural Servicios, S.A.

Distribución

Gas Natural es propietario y opera 21.161 kilómetros de las redes de distribución de gas natural en Argentina. En el ejercicio 2004, las ventas de gas alcanzaron 66.911 GWh, con un importe neto de cifra de negocios de 147 millones de euros, lo que representa un 5% sobre la cifra consolidada de negocios obtenida por Gas Natural en la actividad de distribución de gas.

La siguiente tabla muestra las principales magnitudes físicas de la distribución de gas en Argentina correspondientes a los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Magnitudes físicas	2005 9M	2004	2003	2002
Ventas actividad del gas (GWh) ⁽¹⁾	52.098	66.911	63.545	58.436
Ventas de gas (GWh)	22.536	28.249	28.894	25.766
Residencial	13.340	15.706	16.027	15.625
Industrial	3.533	5.250	6.297	4.938
Eléctricas	-	-	-	-
Automoción	5.663	7.293	6.570	5.203
Importe neto de cifra de negocios (millones de euros)	125	147	157	155
Transporte de gas / ATR (GWh)	29.562	38.662	34.651	32.670
Red de distribución (Km)	21.161	20.930	20.574	20.369
Número de puntos de suministro (miles)	1.282	1.257	1.230	1.214

⁽¹⁾ Ventas de la actividad regulada de gas en Argentina: agrupa la distribución y comercialización de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR).

Durante los ejercicios 2002-2004 se inicia un periodo de reactivación comercial después de la crisis del 2001. Las ventas por actividad de gas registran un crecimiento anual promedio del 7,0%, por la mayor competitividad del precio del gas frente a sus sustitutos con especial sensibilidad en el mercado de automoción, con crecimientos del 18,4%, y en las ventas de servicios de ATR, con un crecimiento del 8,8%, beneficiado por el traspaso de clientes industriales al mercado liberalizado.

Durante los primeros nueve meses del 2005, Argentina consolida su reactivación comercial con un nuevo incremento de la contratación de clientes. Las ventas de gas pasan de descender un 10,1% en el primer semestre, debido a menores consumos unitarios en el mercado residencial, a experimentar una ligera reducción del 0,3% en los nueve primeros meses del año. En el mercado de grandes usuarios se mantiene el traspaso de clientes a servicio de ATR que experimenta un crecimiento del 22,0%.

Tarifas

El gobierno de Argentina, en el marco de la crisis económica, adoptó en enero de 2002, entre otras medidas, la pesificación de las tarifas que previamente estaban denominadas en dólares recurriendo a un tipo de cambio de un dólar por peso argentino. Dicha pesificación supuso la supresión del anterior sistema de ajuste de las tarifas con arreglo al índice de precios al consumo de los Estados Unidos (“Producer Price Index”). En este marco, el gobierno de Argentina inició un proceso de renegociación de las tarifas con las empresas distribuidoras de gas.

La crisis económica en Argentina en 2002 produjo un descenso de más del 15% en su producto interior bruto con respecto a 2001, lo que causó un impacto negativo en la demanda industrial y comercial de gas natural. No obstante, durante la crisis económica, se experimentó un crecimiento en la demanda de gas natural debido a que el gas natural de producción nacional era menos costoso que otros combustibles alternativos. Sin embargo, este aumento en la demanda de gas natural quedó afectado por la demora en los pagos de clientes residenciales, afectados por la crisis económica y la inflación.

Gas Natural, debido a la crisis económica argentina, llevó a cabo en 2001 y 2002 una política de reducción de costes frente a la congelación de las tarifas. Desde enero de 2002 hasta diciembre de 2004, período en el que la inflación y el índice de precios al consumo se incrementaron aproximadamente en un 95%, los gastos generales en Argentina aumentaron un 22%. Además, cabe destacar que, a lo largo del año 2002, Gas Natural llevó a cabo una serie de medidas encaminadas a reducir la deuda que tenía, a 31 de diciembre de 2001, y que ascendía a 226 millones de dólares americanos. La adopción de tales medidas redujo tal deuda en un 37%, hasta alcanzar, a fecha 31 de diciembre de 2004, 142,1 millones de dólares americanos, de los que 10 millones de dólares americanos fueron refinanciados a través de deuda denominada en pesos argentinos.

Con fecha de julio de 2005, Gas Natural llegó a un acuerdo con el gobierno de Argentina que le permitía aumentar las tarifas. Tal aumento ha sido objeto de negociaciones y está en la actualidad pendiente la aprobación de Decreto correspondiente. Gas Natural considera que dicho aumento de tarifas se aprobará a principios de 2006.

Aprovisionamiento

Gas Natural tiene un contrato suscrito con Repsol YPF para el aprovisionamiento de gas natural en Argentina. El gas que adquiere Gas Natural para su distribución en dicho país procede en su totalidad de yacimientos argentinos, de los que un 94% es suministrado por Repsol YPF.

La demanda de gas natural en Argentina aumenta durante los meses de invierno, de mayo a septiembre. Para asegurar el aprovisionamiento de gas durante dichos meses de invierno, Gas Natural ha construido una planta de almacenamiento de gas natural con una capacidad de 27,4 millones de metros cúbicos (“*Peak Shaving*”).

Brasil

El Grupo Gas Natural está presente en Brasil desde 1997 en el área metropolitana y en el Estado de Río de Janeiro a través de las distribuidoras Ceg, S.A. y Ceg Rio, S.A. Hasta julio de 2004, Gas Natural tenía una participación minoritaria en ambas compañías. Actualmente la participación de Gas Natural en Ceg, S.A. y Ceg Rio, S.A. asciende a 54,2% y 59,6% respectivamente. La distribución de gas en el Estado de Río de Janeiro opera bajo una concesión administrativa que tiene una duración de 30 años, siendo posible renovar dicha concesión por un plazo adicional de 30 años.

Ceg, S.A. es una compañía con casi 150 años de historia que distribuye gas en la ciudad de Río de Janeiro y en otros 18 municipios. Ceg Rio, S.A. fue constituida en 1997 conjuntamente por el gobierno y Petrobrás y, tras su privatización en el mismo año, Gas Natural asumió su gestión. Ceg Rio, S.A. distribuye gas natural a más de 70 municipios sitios en el Estado de Río de Janeiro.

Con fecha 26 de abril de 2000, Gas Natural obtuvo la concesión administrativa para la distribución de gas natural en la zona sur del Estado de Sao Paulo. Esta concesión cubre 93 municipios. Además es una zona altamente industrial con más de 600 industrias con un potencial consumo de aproximadamente 3 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Esta actividad se lleva a cabo a través de la distribuidora Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. en la que Gas Natural participa en un 100%.

En el año 2000, también se constituyó la empresa Gas Natural Serviços, S.A. (anteriormente denominada Serviconfort do Brasil, S.A.).

Distribución

Durante el ejercicio 2004, las ventas de gas en Brasil ascendieron a 37.232 GWh, generando una cifra neta de negocios de 321,4 millones de euros.

La siguiente tabla muestra las principales magnitudes físicas de la distribución de gas en Brasil correspondientes a los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Magnitudes físicas	2005 9M	2004	2003	2002
Ventas actividad del gas (GWh) ⁽¹⁾	30.981	37.232	29.674	29.869
Ventas de gas (GWh)	30.981	37.232	29.674	29.869
Residencial	1.464	1.904	1.762	1.664
Industrial	14.794	17.870	15.668	14.568
Eléctrica	8.515	10.515	6.395	9.037
Automoción	6.208	6.943	5.849	4.600
Importe neto de cifra de negocios (millones de euros)	430	321	133	111
Transporte de gas / ATR (GWh)	-	-	-	-
Red de distribución (Km)	4.723	4.236	3.553	2.960
Número de puntos de suministro (miles)	725	691	647	610

⁽¹⁾ Ventas de la actividad regulada de gas en Brasil: agrupa la distribución y comercialización de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR).

Durante el periodo 2002-2004 se ha registrado un notable crecimiento comercial en todas las sociedades y mercados. Especialmente destacable ha sido la evolución del mercado industrial y de automoción, con crecimientos anuales promedio del 11% y 23%, respectivamente.

Las ventas de gas en Brasil aumentaron un 12,9% en los primeros nueve meses de 2005, con crecimientos importantes en todos sus mercados, destacando especialmente la reactivación del mercado de generación eléctrica en el Estado de Río de Janeiro con cinco centrales en la zona, así como el fuerte impulso del mercado de automoción.

Adicionalmente se continúa acelerando la acción comercial, alcanzando el incremento de clientes más alto desde que se opera en el país, con crecimientos importantes en todos sus mercados.

Tarifas

Todas las ventas de gas natural en Brasil tienen lugar dentro del mercado regulado en el que las tarifas son establecidas por la correspondiente autoridad regulatoria del estado en donde el gas es vendido. Los criterios que rigen dichas tarifas son establecidos por las correspondientes autoridades regulatorias con arreglo a las propuestas que realizan los participantes en el sector de distribución de gas. En consecuencia, las tarifas de gas natural son revisadas con carácter anual. Cabe destacar, a estos efectos, que la comisión reguladora de cada estado revisa las tarifas cada cinco años a través de un procedimiento que exige de Gas Natural la elaboración de un plan de inversiones a cinco años. En este sentido, cada estado determina la tarifa aplicable sobre la base de las inversiones de capital comprometidas y otros criterios técnicos y económicos. La última actualización de las tarifas tuvo lugar en el primer semestre de 2005. Las tarifas son consideradas como precios máximos. Cabe destacar, no obstante, que, al margen de las tarifas reguladas, Gas Natural negocia contratos con algunos clientes industriales de gran tamaño.

Aprovisionamiento

El gas natural que se distribuye en Brasil por el Grupo es proporcionado, en su totalidad por Petrobras, una compañía público-estatal. Este gas procede en un 70% de yacimientos situados en Brasil y el restante 30% proviene de importaciones de Bolivia a través del gasoducto de Bolivia-Brasil.

Colombia

El Grupo Gas Natural está presente en Colombia desde 1997 a través de Gas Natural, S.A. ESP, en la que Gas Natural tiene una participación de 59,1%. Con esta incorporación, el Grupo Gas Natural comenzó a distribuir gas natural en la ciudad de Bogotá. En 1998, Gas Natural adquirió el 54,5% de Gas Natural del Oriente, S.A. ESP, extendiendo su actividad de distribución de gas al noreste de Colombia. Gas Natural del Oriente, S.A. ESP ostenta el 100% del capital social de Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP, otro distribuidor en la misma región.

Por otra parte, en 1998, un consorcio integrado por entidades privadas y en el que Gas Natural participa con un 77,5%, obtuvo una concesión en exclusiva para distribuir gas natural en la región de Cundiboyacense, situada al noreste de Bogotá, hasta el año 2014. Además, Gas Natural es titular de otras concesiones no exclusivas para la distribución de gas en Bogotá, Soacha, Bucaramanga, Barrancabermeja, Sabana de Torres y Piedecuesta, hasta el año 2041.

Distribución

Durante el año 2004, las ventas de gas natural en Colombia alcanzaron 9.746 GWh, generando un importe neto de cifra de negocios de 181,8 millones de euros, lo que representa un 6,2% sobre la cifra de negocios consolidada de Gas Natural en la actividad de distribución de gas.

La siguiente tabla muestra las principales magnitudes físicas de la distribución de gas en Colombia correspondientes a los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Magnitudes físicas	2005 9M	2004	2003	2002
Ventas actividad del gas (GWh) ⁽¹⁾	8.184	9.746	8.361	7.422
Ventas de gas (GWh)	8.184	9.746	8.361	7.422
Residencial	4.067	5.164	4.670	4.150
Industrial	3.249	3.905	3.246	2.907
Eléctrica	-	-	-	-
Automoción	868	677	445	365
Importe neto de cifra de negocios (millones de euros)	168	182	143	153
Transporte de gas / ATR (GWh)	-	-	-	-
Red de distribución (Km)	15.176	14.656	13.818	12.914
Número de puntos de suministro (miles)	1.580	1.495	1.371	1.251

⁽¹⁾ Ventas de la actividad regulada de gas en Colombia: agrupa la distribución y comercialización de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR).

Durante el periodo 2002-2004 se ha registrado un crecimiento promedio anual del 15% en las ventas por actividad de gas con tasas de crecimiento de doble dígito en todos los mercados atendidos, destacando especialmente el desarrollo del mercado de automoción. El crecimiento promedio anual en el número de puntos de suministro se ha situado en el 9,3% en este periodo, alcanzando los 120.000 nuevos puntos de suministro por año.

En Colombia, durante los primeros nueve meses de 2005, se mantiene el intenso ritmo de crecimiento con tasas de doble dígito, favorecido por la reactivación económica del país. El crecimiento de clientes es del 7,6%, a pesar de contar con una penetración promedio en las zonas de distribución superior al 85%.

Tarifas

Todas las ventas de gas natural en Colombia tienen lugar dentro del mercado regulado en el que las tarifas son establecidas por la Comisión Reguladora de Energía y de Gas. La Comisión Reguladora de Energía y de Gas realiza una revisión quinquenal de las tarifas. La última actualización de las tarifas para Gas Natural, S.A. ESP, Gasoriente y Gases de Barrancabermeja tuvo lugar en el mes de mayo de 2004. Con respecto a Gas Natural Cundi-Boyacense, las tarifas aplicables se fijaron en la fecha de adjudicación de la concesión y estas se revisan con carácter anual de acuerdo a los índices de inflación. De esta manera, el coste del gas es repercutido al cliente final. Las tarifas son consideradas como precios máximos. Cabe destacar, no obstante, que al margen de las tarifas reguladas, Gas Natural negocia contratos con algunos clientes industriales de gran tamaño.

Aprovisionamiento

El 100% del gas natural que se distribuye por el Grupo Gas Natural en las regiones de Bogotá y Cundiboyacense procede de un consorcio integrado por ECOPETROL, una sociedad público-estatal, y tres entidades privadas, esto es, Total Exploratie Productie Maatscuappij B.V. TEPMA, British Petroleum Oil Exploration y British Petroleum Santiago. La mayoría del gas proporcionado por este consorcio procede del yacimiento colombiano sito en la región de Cusiana-Cupiaga a través del gasoducto de Cusiana-Porvenir-La Belleza-Bogotá. Con respecto a la distribución de gas en las regiones de Bucaramanga y Barrancabermeja, donde Gas Natural del Oriente, S.A. ESP y Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP operan, Gas Natural compra gas a ECOPETROL y Petrobras.

México

El Grupo Gas Natural, a través de la distribuidora Gas Natural México, S.A. de C.V., opera en la actualidad en las zonas de Nuevo Laredo, Saltillo, Monterrey, Zacatecas, San Luis Potosí, León, Aguascalientes, Toluca y México DF.

La presencia de Gas Natural en México se inició en 1997 en las áreas de Nuevo Laredo en el Estado de Tamaulipas y en Saltillo en el Estado de Coahuila. En ese mismo año, empezó a distribuir gas natural en Toluca en el Estado de México. En el año 1998, se adjudicó a Gas Natural una concesión administrativa para distribuir gas natural en Monterrey (en el Estado de Nuevo León), una de las áreas con mayor consumo de gas en Latinoamérica, y en Bajío (en el Estado de Guanajuato). En 1999, se adjudicaron a Gas Natural las concesiones para distribuir gas natural en las regiones de Aguascalientes, San Luis Potosí y Zacatecas, en Bajío Norte. Por último, en el año 2000, Gas Natural adquirió el 100% del capital social de Comercializadora Metrogas S.A. de C.V., lo que le permitió gestionar la distribución de gas en México DF.

Los permisos y autorizaciones para distribuir gas en México tienen una duración de 30 años, siendo estos prorrogables por periodos de quince años.

Gas Natural es el principal distribuidor privado de gas natural en México por número de clientes, según la Asociación Mexicana de Gas Natural, con actividad en ocho estados, incluida la capital México DF, y atiende a 1.103.000 puntos de suministro a 30 de septiembre de 2005.

Distribución

Durante el año 2004, las ventas de gas natural en México alcanzaron 41.457 GWh, generando un importe neto de cifra de negocios de 377,3 millones de euros, lo que representa un 13% sobre la cifra de negocios consolidada de Gas Natural en la actividad de distribución de gas.

La siguiente tabla muestra las principales magnitudes físicas de la distribución de gas en México correspondientes a los ejercicios finalizados el día 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, así como al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Magnitudes físicas	2005 9M	2004	2003	2002
Ventas actividad del gas (GWh) ⁽¹⁾	30.709	41.457	39.354	32.577
Ventas de gas (GWh)	12.517	16.870	16.211	14.449
Residencial	5.617	7.995	7.472	5.925
Industrial	6.831	8.776	8.638	8.524
Eléctrica	-	-	-	-
Automoción	69	99	101	-
Importe neto de cifra de negocios (millones de euros)	282	377	330	328
Transporte de gas / ATR (GWh)	18.192	24.587	23.143	18.128
Red de distribución (Km)	14.808	14.298	13.259	11.683
Número de puntos de suministro (miles)	1.103	1.062	977	833

⁽¹⁾ Ventas de la actividad regulada de gas en México: agrupa la distribución y comercialización de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR).

Durante el periodo 2002-2004 se ha registrado un notable crecimiento comercial en todas las sociedades y mercados. Destaca la evolución de las ventas y clientes con un crecimiento anual promedio del 16% y 13% respectivamente, así como las ventas de ATR con un aumento promedio del 16%. En todos los casos, la evolución en 2003 fue mejor que en 2004 debido a la creciente saturación en la zona de Monterrey y las dificultades en el desarrollo de redes en México DF, principal mercado potencial.

En el año 2005, tras un descenso en las ventas en los dos primeros trimestres, se registra una ligera recuperación en el tercer trimestre, resultando un descenso del 1,4% en el período enero-septiembre, respecto al mismo periodo del año anterior. Este descenso ha sido ocasionado por un menor servicio de ATR a centrales de ciclo combinado, así como por un descenso en las ventas residenciales al haberse elevado el coste del gas para el usuario final, dando lugar a un estancamiento de la actividad debido a la elevada

elasticidad de la demanda al precio del gas y a la competitividad de otras energías sustitutivas. A partir de julio de 2005 se ha iniciado la aplicación, con efecto retroactivo al 15 abril de 2005, de un subsidio del coste del gas y de la distribución a los puntos de suministro residenciales con consumo unitario promedio mensual durante los últimos doce meses inferiores a 60 metros cúbicos. Este subsidio, concedido por el Gobierno federal, tendrá vigencia hasta el 30 de septiembre de 2006 y reducirá hasta en un 28% el coste total de la factura.

Tarifas

Las tarifas en México para la mayoría de los clientes tienen carácter regulado. Dichas tarifas, que son establecidas por la Comisión Reguladora de Energía por periodos de cinco años, son actualizadas anualmente con arreglo al índice de precios al consumo. Dicha fórmula de actualización permite a Gas Natural repercutir a los clientes los costes del gas natural. En la medida en que se produzca un aumento significativo de tales costes, Gas Natural puede ver reducida sus expectativas de aumentar el número de nuevos puntos de suministro y experimentará un aumento de las demoras en los pagos de sus clientes. Los precios del gas natural en México tienen un carácter menos estable que en el resto de países en los que Gas Natural opera; ello es debido a que los precios de gas natural se determinan en función de los mercados internacionales. Las tarifas son consideradas como precios máximos. Cabe destacar, no obstante, que al margen de las tarifas reguladas, Gas Natural negocia contratos con algunos clientes industriales de gran tamaño.

Aprovisionamiento

Gas Natural tiene un contrato a largo plazo de aprovisionamiento suscrito con Pemex, una entidad público-estatal petrolera. En virtud del citado contrato, Gas Natural solicita anualmente el gas que necesitará para suministrar en el año siguiente las regiones en las que opera. Asimismo y con arreglo a la "Prospectiva del Mercado de Gas Natural" aprobada por el Ministerio de Energía en el año 2004, de los 5.914 millones de pies cúbicos suministrados diariamente a México, 21,7% fueron importados y el restante 78,3% son de producción nacional.

ITALIA

En el año 2002, Gas Natural entró en el mercado italiano a través de la constitución de la sociedad Gas Natural Vendita Italia, S.p.A. con el objeto de comercializar gas en el mercado liberalizado. Además, en enero de 2004, Gas Natural adquirió el grupo Brancato, uno de los distribuidores más importantes de Sicilia. En el mes de agosto y septiembre de 2004, Gas Natural compró los grupos Nettis y Smedigas, respectivamente. Por ello, a finales del 2004, Gas Natural estaba distribuyendo gas natural en 124 municipios italianos, situados en Sicilia y en las regiones de Abruzzo, Puglia y Calabria, con un total de 252.000 puntos de suministro.

En el año 2004, la actividad de distribución de Gas Natural en Italia alcanzó 1.355 GWh. Durante dicho ejercicio, el importe neto de cifra de negocios de Gas Natural alcanzó 63,1 millones de euros, lo que representa un 2,2% sobre la cifra de negocios consolidada de Gas Natural en su actividad de distribución de gas.

Durante los primeros nueve meses del 2005, la actividad de distribución alcanzó 1.927 GWh. A 30 de septiembre de 2005, el Grupo cuenta con 275.000 puntos de suministro, a los que suministra a través de 3.709 kilómetros de redes de distribución.

El desglose y el periodo cubierto por las magnitudes físicas contempladas en el siguiente cuadro son más reducidos que las de los cuadros anteriores debido a la reciente entrada en el mercado italiano.

Magnitudes físicas	2005 9M	2004
Ventas actividad de gas (GWh)	1.927	1.355
Ventas de gas (GWh)	1.867	1.315
Transporte de gas / ATR (GWh)	60	40
Red de distribución (Km)	3.709	3.501
Número de puntos de suministro (miles)	275	252

Adicionalmente, tal y como se explica a continuación en la sección de *upstream* y *midstream*, el Grupo Gas Natural ha presentado ante la administración italiana (*Ministero delle Attività Produttive*) la solicitud de autorización administrativa para desarrollar los proyectos de construcción de dos plantas de regasificación en Italia, que se ubicarían en Trieste, en el norte del país, y en Taranto, en el sur de la península italiana. Ambos proyectos son de características similares y consisten en la construcción de dos tanques de 150.000 metros cúbicos con una capacidad anual de regasificación de 8 Bcm.

En Italia, aproximadamente un 84% del gas que se consume, se compra en el mercado internacional, fundamentalmente a través del gasoducto de Rusia, Noreste de Europa y Argelia. El restante 16% es de producción nacional. Gas Natural, para el desarrollo de su actividad en Italia, adquiere el gas de otros operadores en el mercado y ocasionalmente destina GNL propio.

La siguiente tabla muestra las inversiones materiales correspondientes al ejercicio finalizado el día 31 de diciembre de 2004 así como al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Inversiones materiales (millones de euros)	2005 9M	2004	2003	2002
Distribución en Italia	46,2	25,7	-	-

* Año 2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Los nueve primeros meses de 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), cifras no auditadas.

(ii) Electricidad

ESPAÑA

La liberalización del sector energético español ha permitido al Grupo entrar en el negocio eléctrico. Esta actividad para el Grupo Gas Natural incluye la generación de electricidad en España con ciclos combinados, parques eólicos y cogeneración, el *trading* por la compra de electricidad al mercado mayorista y la comercialización de electricidad en el mercado liberalizado español. Gas Natural también participa en el negocio regulado de distribución eléctrica de forma marginal.

Las compañías que desarrollan esta actividad son Gas Natural SDG S.A.; Gas Natural Electricidad, S.A., responsable de la optimización de la generación y la compraventa de electricidad; Gas Natural Comercializadora, S.A. y Gas Natural Servicios, S.A., que comercializan electricidad en el segmento de clientes liberalizado; Gas Natural Corporación Eólica S.A., responsable de la generación eólica; y La Energía, S.A., que centra sus actividades en la cogeneración.

Generación

Gas Natural genera electricidad principalmente para su venta en el Mercado Mayorista de Electricidad. Los precios aplicables se determinan sobre una base horaria según cuál sea la oferta y demanda de electricidad. El precio medio de venta de electricidad en el

Mercado Mayorista de Electricidad fue de 54 euros por MWh durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, esto es, un 97,4% superior con respecto al mismo periodo del año anterior, y de 28,7 euros durante el ejercicio cerrado con fecha 31 de diciembre de 2004, un 5% inferior que el del ejercicio anterior.

A fecha 30 de septiembre de 2005, la capacidad de generación eléctrica de Gas Natural fue de 1.902 MW, lo que representa un 2,8% del total de la capacidad instalada en España con arreglo al Boletín Estadístico de Energía Eléctrica de Red de Eléctrica de España y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La producción neta de energía en España durante el ejercicio 2004 alcanzó a 5.802 GWh, lo que representa una cuota de mercado de aproximadamente 2,4%.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada de Gas Natural durante los períodos indicados y según la fuente de generación.

	30 de septiembre		31 de diciembre	
	2005 (MW)	2004 (MW)	2004 (MW)	2003 (MW)
Ciclo combinado	1.600	800	800	800
Generación eólica ⁽¹⁾	279 ⁽²⁾	0	51	0
Cogeneración ⁽¹⁾	23	21	23	15
Total de capacidad instalada	1.902	821	874	815

⁽¹⁾ La información referida a capacidad instalada se refiere a todas las sociedades del Grupo Gas Natural y se establece en términos atribuibles según el método de consolidación utilizado.

⁽²⁾ De los cuales 51 MW corresponden a Sinia XXI, S.A. y 228 MW corresponden a Dersa.

La energía generada y vendida, fundamentalmente al Mercado Mayorista de Electricidad durante los primeros nueve meses de 2005, alcanzó 6.712 GWh, un 61,3% superior con respecto al mismo periodo del año anterior, debido fundamentalmente a la puesta en funcionamiento de las nuevas centrales de ciclo combinado.

Generación con ciclos combinados

Gas Natural entró en el mercado de electricidad en el año 2002 con la puesta en marcha de la primera planta de generación de ciclo combinado en San Roque (Cádiz).

La generación con tecnología de ciclos combinados se basa en el doble recorrido del calor producido por la combustión de gas. Así, los gases de la combustión mueven directamente los álabes de la turbina de gas, y esos mismos gases calientan agua pasándola a vapor, que a su vez mueve una segunda turbina. De esta manera, con este doble ciclo se consiguen rendimientos del entorno del 60%, casi el doble del rendimiento obtenido en centrales térmicas convencionales, donde el calor sólo mueve una turbina.

Gas Natural recurre a la contratación de terceros para la construcción de las plantas de generación de ciclo combinado. Estos contratos son contratos “llave en mano”, en los que el contratista es el tecnólogo de la turbina, y es el responsable único de la construcción, ingeniería y suministro hasta la puesta en marcha. Los contratos tienen unas garantías asociadas de forma que el riesgo de disponibilidad, rendimiento y potencia quedan cubiertos durante el período de garantía de la planta, normalmente dos años. Asimismo, para la operación y mantenimiento de las plantas se suscribe un contrato de operación y mantenimiento integral, asociado al de llave en mano y con una empresa del grupo del contratista principal. Estos contratos tienen unas garantías asociadas durante su duración en cuanto a disponibilidad, rendimiento y potencia.

El Grupo cuenta con 1.600 MW operativos en instalaciones de generación eléctrica con ciclos combinados: 400 MW en Sant Adrià de Besòs (Barcelona), 400 MW en San Roque (Cádiz) y 800 MW en Arrúbal (La Rioja). La generación de electricidad con ciclos combinados ascendió a 6.279 GWh entre enero y septiembre de 2005. Esta energía generada medida en barras de central representó un ratio de cobertura sobre la electricidad comercializada por el Grupo del 119%. Por ello, se ha experimentado un crecimiento con respecto a la capacidad de generación de los ejercicios anteriores en los se generaron, respectivamente, 5.672 GWh y 3.964 GWh en los años 2004 y 2003. La cuota de participación de Gas Natural en este mercado ascendió a un 4,1% durante los nueve primeros meses de 2005, lo que supone un incremento del 52% con respecto al mismo período del ejercicio anterior.

Con fecha 5 de enero de 2006, la planta de ciclo combinado de Cartagena (Murcia) con 1.200 MW comenzó a funcionar. Por ello, a partir de dicha fecha, el Grupo cuenta con 2.800 MW operativos en instalaciones de generación eléctrica con ciclos combinados. Además, la compañía tiene otros 800 MW en construcción en Plana del Vent (Tarragona), que se estima que iniciará las pruebas de funcionamiento a lo largo del año 2006.

La siguiente tabla muestra, para cada una de las plantas de ciclo combinado, las principales magnitudes a fecha de 30 de septiembre de 2005.

	Capacidad instalada (MW)	Porcentaje sobre el total de electricidad generada (%)	Vida útil (años)	Factor de carga media (%)	Disponibilidad media (%) ⁽¹⁾
Sant Adrià de Besòs (Barcelona)	400	25	25	63%	82%
San Roque (Cádiz)	400	25	25	67%	80%
Arrúbal (La Rioja)	800	43	25	58%	97% ⁽²⁾

(1) De conformidad con la indisponibilidad declarada al Operador del Sistema.

(2) Medido desde el 6 de mayo de 2005, fecha oficial de Operación Comercial.

El Grupo cuenta también con otros 1.200 MW en proyectos que incluyen los ciclos combinados de Málaga y Barcelona, de 400 MW y 800 MW, respectivamente. Los permisos y autorizaciones para dichos proyectos están siendo aún tramitados.

Generación eólica

El Grupo entró en el negocio de generación eólica a finales de 2004 adquiriendo del Banco de Sabadell S.A. la compañía Sinia XXI, S.A, una sociedad dedicada a la generación eólica con una capacidad instalada de 138 MW (de los cuales 51 MW son atribuibles a Gas Natural según el método de consolidación utilizado). En el mes de abril de 2005, Gas Natural adquirió Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (Dersa) que tiene una capacidad de generación eólica de 470 MW (228 MW atribuibles a Gas Natural según el método de consolidación utilizado), y tiene 1.228 MW en nuevos proyectos a desarrollar (de los cuales 1.020 MW son atribuibles a Gas Natural). Dersa y Sinia XXI cuentan con más de 600 MW (279 MW atribuibles a Gas Natural) de potencia eólica en operación y con más de 1.200 MW en desarrollo, ubicados en nueve Comunidades Autónomas: Cataluña, Aragón, Navarra, La Rioja, Cantabria, Galicia, Andalucía, Castilla y León y Castilla-La Mancha.

Cogeneración

Gas Natural promociona la actividad de cogeneración mediante el establecimiento de acuerdos de suministro con clientes industriales o del sector servicios, y contando con la colaboración de ingenierías y fabricantes de equipos con contrastada experiencia en

dicho mercado. La realización de dichos proyectos está sujeta a una primera fase que comprenderá un estudio preliminar acerca de la viabilidad del proyecto y la gestión y desarrollo del mismo, garantizando el cumplimiento de las condiciones técnicas y económicas aprobadas. Una vez que el proyecto se encuentra en explotación, se supervisa mediante el correspondiente programa técnico su funcionamiento y eficiencia energética y se realiza la gestión económica y administrativa, incluyendo la venta de electricidad y energía térmica, que se destina directamente a los clientes y la venta de excedentes de producción eléctrica a compañías locales distribuidoras de electricidad, así como al Mercado Mayorista de Electricidad.

Gas Natural, a fecha de 30 de septiembre de 2005, participa en quince proyectos de cogeneración, en siete de los cuales Gas Natural tiene una participación mayoritaria. Estos quince proyectos representan un total de 283,8 MW totales instalados (23 MW atribuibles según el método de consolidación utilizado), de los cuales 28,4 MW están gestionados por La Energía, S.A., sociedad íntegramente participada por Gas Natural. Esta sociedad se constituyó con el objeto de desarrollar los proyectos en materia de cogeneración, a través de participaciones accionariales en otras sociedades. Los ingresos correspondientes a la actividad de cogeneración para las plantas gestionadas, a fecha 31 de diciembre de 2004, ascendieron a 8,3 millones de euros, lo que supone un incremento del 59,6% con respecto a los 5,2 millones de euros correspondientes al ejercicio 2003.

Trading de electricidad y comercialización

Gas Natural compra electricidad al Mercado Mayorista de Electricidad para su actividad de comercialización. La siguiente tabla muestra, para los periodos comprendidos, el volumen total de electricidad vendido al mercado así como el importe comprado por Gas Natural para su negocio de comercialización.

Periodo	Ventas al Mercado Mayorista (GWh)	Comercialización (GWh)
9 meses 2005	6.279	4.799
Año 2004	5.672	4.457
Año 2003	3.964	3.023
Año 2002	2.075	2.571

Las ventas de electricidad crecieron un 61,3% durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior. El mayor incremento ha tenido lugar en la cartera de clientes residencial que, a fecha de 30 de septiembre de 2005, se ha duplicado con respecto al mismo periodo del año anterior, llegando a alcanzar los 400.000 clientes. Durante los nueve primeros meses del año 2005, Gas Natural vendió 1.382 GWh en el mercado residencial.

A fecha 30 de septiembre de 2005, Gas Natural participa en el mercado español liberalizado de electricidad con una cuota de aproximadamente 7,4% según las estimaciones realizadas por Gas Natural con arreglo a los datos proporcionados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía–Polo Español. S.A. que gestiona el Mercado Mayorista de Electricidad. De conformidad con las cifras publicadas por la Comisión Nacional de Energía, a fecha 31 de marzo de 2005, la cuota de mercado de Gas Natural en el mercado de electricidad residencial era del 16,5%.

Distribución de electricidad

En octubre y diciembre de 2004, Gas Natural adquirió el 100% de las sociedades Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L. y Electra de Abusejo, S.L., compañías dedicadas a la distribución de electricidad. Esta adquisición proporcionó a Gas Natural 23,5 kilómetros de red aérea de distribución y 1,0 kilómetros de red subterránea de

distribución y 900 puntos de suministro en Salamanca, todo ello, a fecha 31 de diciembre de 2004. En el año 2004, ambas sociedades distribuyeron 1.190 MWh.

Inversiones en electricidad

La siguiente tabla detalla las inversiones llevadas a cabo por Gas Natural en su actividad de electricidad en España durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004, así como durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Inversiones materiales (millones de euros)	2005 9M	2004	2003	2002
Electricidad en España	350,5	373,5	231,4	227,9

* Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Nueve primeros meses del 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") - cifras no auditadas.

PUERTO RICO

El Grupo Gas Natural está presente en Puerto Rico desde octubre de 2003, cuando adquirió la participación de Enron en el complejo EcoEléctrica, L.P. (EcoEléctrica), consistente en una central de ciclo combinado de 540 MW y una planta de regasificación anexa de 114.000 metros cúbicos por hora y con una capacidad de almacenamiento de 160.000 metros cúbicos. Dicha participación incluye:

- (i) El 47,5% de participación indirecta en EcoEléctrica, a través de la sociedad Buenergía Gas & Power, Ltd. (Buenergía). Dicha sociedad está participada en un 95% por Invergas Puerto Rico, S.A. (Invergas) compañía del Grupo Gas Natural, y en un 5% por una filial del grupo General Electric denominada Project Finance XI (PFXI), lo que supone una titularidad indirecta del 2,5% en EcoEléctrica. PFXI es, además, titular de acciones preferentes de Buenergía que le otorgan un derecho preferente sobre los dividendos de dicha sociedad y que deberán ser recompradas por Buenergía, en la medida en que la sociedad reparta beneficios, conforme al siguiente calendario:

Año	Millones de dólares americanos
2006	11
2007	13
2008	16
2009	15
Más de 5 años	48
Total	103

- (ii) Un contrato "tolling" de gas natural licuado ("LNG Tolling Service Agreement") de fecha 31 de octubre de 1997 (cedido al Grupo Gas Natural con fecha 30 de octubre de 2003), que estipula que una filial de Gas Natural pueda utilizar con carácter exclusivo la planta de GNL de la instalación de Ecoelétrica en la capacidad de regasificación que exceda del normal uso de la instalación y mediante el abono de un precio a EcoEléctrica. Dicho derecho se extiende además a futuras ampliaciones de la planta. EcoEléctrica produce aproximadamente el 15% de la electricidad generada en Puerto Rico, según la agencia estatal de Estados Unidos "Official Energy Administration", y está situada en Peñuelas, en el sur de Puerto Rico.

La energía eléctrica generada por Ecoelétrica durante los primeros nueve meses fue de 2.278 GWh, siendo atribuible a Gas Natural 1.139 GWh, con un factor de carga superior al 68%, que mejora el 66% registrado en el mismo periodo del año 2004.

La siguiente tabla detalla las inversiones llevadas a cabo por Gas Natural en su actividad de electricidad en Puerto Rico durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004, así

como durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Inversiones materiales (millones de euros)	2005 9M	2004	2003	2002
Electricidad en Puerto Rico	3,5	6,2	0,1	-

* Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Nueve primeros meses del 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") - cifras no auditadas.

(iii) Upstream y Midstream

Esta actividad del Grupo incluye la parte de negocio denominada *upstream* (que incluye el área de exploración, producción y licuefacción de gas) y la actividad denominada *midstream* (que incluye la gestión del transporte marítimo de GNL, la regasificación, así como la compraventa y el *trading* de GNL y gas natural, y la operación del gasoducto Magreb-Europa).

La siguiente tabla detalla las inversiones llevadas a cabo por Gas Natural en su actividad de *upstream* y *midstream* durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004, así como durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005.

Inversiones materiales (millones de euros)	2005 9M	2004	2003	2002
Upstream + Midstream	7,2	24,9	30,2	12,2

* Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Nueve primeros meses del 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") - cifras no auditadas.

Debido a la finalización de las obras de ampliación de la capacidad del gasoducto Magreb-Europa en el 2005, se experimentó una disminución a partir de dicho año en el importe de las inversiones materiales del Grupo Gas Natural con respecto a los dos ejercicios anteriores.

UPSTREAM

Las actividades de *upstream* incluyen la identificación e implantación de proyectos integrados de gas natural. En abril de 2005, después de que Gas Natural y Repsol YPF resultaran adjudicatarios de concesiones para actividades *upstream* en gas, las dos compañías llegaron a un acuerdo marco para la cooperación en el área de producción y licuefacción de gas natural. El acuerdo prevé la cooperación de ambos para identificar oportunidades que sean atractivas en el negocio de *upstream*. Identificada una oportunidad, se crea una sociedad "joint venture" participada por Gas Natural y Repsol YPF para gestionar el proyecto, correspondiendo el 60% a Repsol YPF y el 40% restante a Gas Natural. La duración inicial de esta colaboración es de 10 años. A fecha de 30 de septiembre de 2005, Gas Natural y Repsol YPF han comenzado a trabajar en dos proyectos que se han identificado en Argelia.

Argelia

En diciembre de 2004, un consorcio formado por Repsol YPF y Gas Natural firmó el primer acuerdo de proyecto integrado de GNL adjudicado por el gobierno de Argelia a un consorcio extranjero. Gas Natural y Repsol YPF, conjuntamente, pretenden llevar a cabo el proyecto integrado de explotación, producción, licuefacción y comercialización de GNL en el área de Gassi Touil Rhourde Nous-Hamra, situada al este de Argelia. Este proyecto se extenderá durante un plazo de treinta años. A septiembre de 2005, se ha aprobado una inversión de entre 600 y 800 millones de euros a realizar hasta 2009. El proyecto producirá gas de reservas ya descubiertas, explorará reservas adicionales de hidrocarburos y llevará a cabo el consiguiente desarrollo y producción. En particular, se trata de dos bloques de exploración, Gassi Touil y In Amedjene, con una superficie

total de 8.748 kilómetros cuadrados, y nueve bloques de producción con una superficie total de 4.111 kilómetros cuadrados.

El proyecto también prevé la construcción de una planta de licuefacción en Arzew (Argelia) para la comercialización del gas procedente del área de producción adjudicada. La planta de licuefacción tendrá una capacidad de 5,2 billones de metros cúbicos por año, lo que equivale al 20% del consumo total en España. Se pretende que la planta de licuefacción esté en funcionamiento en 2009.

Además, el 29 de julio de 2004, el Ministerio de Energía y Minas argelino concedió al consorcio creado por Repsol YPF y Gas Natural un bloque de exploración en el área de Gassi Chergui Ouest. El bloque tiene un área de 4.831 kilómetros cuadrados y está situada en el este de Argelia, en la parte oeste de la cuenca de Berkine, junto al área de Gassi Touil-Rhourde Nous.

Italia

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el Grupo Gas Natural ha presentado ante la administración italiana (*Ministero delle Attività Produttive*) la solicitud de autorización administrativa para desarrollar los proyectos de construcción de dos plantas de regasificación en Italia.

MIDSTREAM

Para llevar a cabo las actividades de midstream, principalmente el transporte, gestión y negociación de los acuerdos de compraventa, trading y suministro de gas en el mercado mayorista, Gas Natural y Repsol YPF constituyeron, con fecha de agosto de 2005, una sociedad “*joint venture*” denominada Repsol-Gas Natural LNG, S.L., en la que ambos socios participan en un 50% respectivamente, con un presidente rotatorio y un consejero delegado designado por Gas Natural. Esta nueva compañía tiene una cartera de suministro diversificada lo que le permite tener una presencia global en las oportunidades de trading. El acuerdo establece que Gas Natural y Repsol YPF coordinarán el desarrollo de diversos proyectos de plantas de regasificación en las que Gas Natural será el operador y los derechos de regasificación corresponderán a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. (*Stream*)

Transporte

Transporte marítimo

Gas Natural ha suscrito ocho contratos de “*Time Charter*” de buques metaneros (dos en régimen de arrendamiento financiero y los otros seis en régimen de arrendamiento operativo) con una capacidad total de 847.612 metros cúbicos para el transporte de GNL. Estos contratos expiran entre los años 2006 y 2023. Asimismo existe otro buque metanero con una capacidad de 138.000 metros cúbicos que actualmente se encuentra en construcción y que estará en régimen de arrendamiento financiero. Gas Natural estima que este nuevo buque estará operativo durante el mes de diciembre de 2007. Los buques metaneros operan desde los puertos de Argelia, Libia, Trinidad y Tobago y Qatar y transportan GNL a diversas plantas de regasificación principalmente situadas en España y otras partes del mundo. La gestión de esta actividad de transporte marítimo está cedida a *Stream*.

Transporte a través de gasoductos internacionales

Gas Natural posee, a través de su participación del 100% en Sagane, S.A, una participación del 72,6% en el gasoducto Europe–Maghreb Pipeline Ltd. (EMPL). EMPL posee el derecho exclusivo para operar el tramo marroquí de dicho gasoducto que conecta el gas natural argelino con el sistema de transporte español, así como el tramo del gasoducto que atraviesa el Estrecho de Gibraltar. El restante 27,4% de EMPL pertenece a Transgás, una compañía transportista de gas portuguesa que utiliza parte de la capacidad del gasoducto Magreb-Europa. El derecho de uso de este gasoducto finalizará en el año 2021 y podrá ser renovado.

En relación con los dos contratos de compra de gas natural suscritos con Sonatrach (la compañía estatal argelina de gas y petróleo) EMPL se comprometió a construir, financiar y operar el gasoducto Magreb-Europa, que se extiende a lo largo de 540 kilómetros en Marruecos y 45 kilómetros bajo el Estrecho de Gibraltar, para conectar con el sistema de transporte español. La construcción del gasoducto de 48 pulgadas, con una capacidad inicial de nueve billones de metros cúbicos anuales, se terminó en 1996. En febrero de 2005, Gas Natural concluyó la expansión de la capacidad del gasoducto Magreb-Europa a 136.000 GWh. Como resultado de dicha expansión, el volumen de gas natural transportado por Gas Natural, a fecha de 30 de septiembre de 2005, se incrementó en un 27,8 % con respecto al gas transportado durante el mismo periodo del año anterior. Asimismo, durante los nueve primeros meses del año 2005, el volumen de gas transportado a través del gasoducto Magreb-Europa se incrementó en un 42,7% del gas suministrado a España.

Además, Gas Natural es propietario del 72,3% del capital social de Metragaz, S.A., una sociedad marroquí responsable del mantenimiento del gasoducto Magreb-Europa. Metragaz, S.A., a través de su centro de control y gestión del gasoducto, es responsable de la operación y mantenimiento de 540 kilómetros de gasoducto terrestre de 48 pulgadas, de dos tubos submarinos de 22 pulgadas y 27 kilómetros de longitud cada uno y de dos plantas de compresión. Asimismo gestiona y opera cuatro centros de mantenimiento (Áin Bénimathar, Taza, Ouezzane y Tangiers).

Con fecha 30 de septiembre de 2005, el negocio de transporte de gas en Marruecos, a través de EMPL, alcanzó un volumen total de 105.816 GWh. Gas Natural transportó 82.729 GWh de gas, mientras que la compañía portuguesa Transgás transportó 23.087 GWh.

Almacenamiento

Con fecha 30 de septiembre de 2005, y con el objeto de atender al suministro de gas que tiene comprometido, Gas Natural tiene contratadas capacidades en almacenamientos de terceros por 10.133 GWh.

(iv) Mayorista y Minorista

En esta línea de negocio se incluye el aprovisionamiento y la comercialización de gas en España y otros países, así como la comercialización de otros productos y servicios relacionados con las ventas de gas en el mercado español liberalizado. Asimismo cabe destacar que Gas Natural suministra gas natural a Enagas para el suministro en el mercado regulado a través de distribuidores (entre los que se encuentran Gas Natural).

APROVISIONAMIENTO DE GAS

España no tiene yacimientos ni reservas de gas natural y, por ello, está obligada a importar un 99% del gas consumido. Esto implica la necesidad de diversificar el

suministro de gas procedente de diversos países. La normativa española limita al 60% las importaciones de gas natural procedentes de un mismo país productor. Además, se exige que los operadores gasísticos mantengan unas existencias mínimas de seguridad equivalente a 35 días de sus ventas firmes para transportistas y comercializadores. En contra de lo que sucede en otros países, España importa grandes cantidades de GNL, los cuales representaron un 64% de las importaciones totales de gas en 2004, correspondiendo el resto a los aprovisionamientos en el mercado spot. Gas Natural tiene contratos ya firmados por 23 Bcm de gas natural anuales para suministrar a sus clientes.

Para alcanzar la demanda prevista en el mercado español a medio y largo plazo, Gas Natural ha suscrito contratos de aprovisionamiento con países productores de gas y cuya duración media es de aproximadamente 15 años. Los contratos existentes que, en su gran mayoría, contienen cláusulas *take-or-pay*, aseguran un total de más de 300 billones de metros cúbicos de gas natural para la duración total de los contratos. Gas Natural compra la mayor parte de gas natural necesario a través de contratos de aprovisionamiento de GNL en Nigeria, Oriente Medio y Trinidad y Tobago. Asimismo, se abastece de gas natural de Argelia (a través del gasoducto del Magreb) y yacimientos noruegos y españoles.

La siguiente tabla muestra las fuentes de aprovisionamiento de gas natural para las actividades de ventas mayoristas y minoristas durante los periodos indicados.

	30 de septiembre		31 de diciembre					
	2005		2004		2003		2002	
	(billones de kWh)	% total de gas contratado	(billones de kWh)	% del total de gas contratado	(billones de kWh)	% del total de gas contratado	(billones de kWh)	% del total de gas contratado
Fuentes								
Argelia								
Gas natural transportado por gasoducto	84,5	31,1	87,7	30,9	74,2	27,9	72,0	30,7
GNL	0,5	0,2	40,8	14,4	56,3	21,2	50,5	21,5
Libia								
GNL	7,4	2,7	7,4	2,6	8,9	3,3	7,7	3,3
Nigeria								
GNL	38,3	14,1	56,9	20,1	42,9	16,1	17,9	7,6
Trinidad y Tobago								
GNL	21,4	7,9	32,1	11,3	29,4	11,1	23,8	10,1
Omán								
GNL	3,9	1,4	4,1	1,5	7,5	2,8	5,4	2,3
Qatar								
GNL	22,8	8,4	20,8	7,3	16,9	6,4	12,6	5,3
Noruega								
Gas natural transportado por gasoducto	18,0	6,6	26,1	9,2	26,6	10,0	26,4	11,3
Gas natural nacional	2,7	1,0	3,7	1,3	2,5	1,0	5,9	2,5
Otras Fuentes de GNL	23,9	8,8	3,9	1,4	0,5	0,2	12,7	5,4

Contratos de aprovisionamiento

Los contratos de aprovisionamiento de Gas Natural contienen las denominadas cláusulas *“take or pay”* (tomar o pagar), en virtud de las cuales el comprador asume la obligación contractual de pagar al vendedor el valor de la cantidad de gas contratada durante el período fijado, con independencia de que lo reciba o no. El volumen de gas adquirido a través de contratos con cláusulas *“take or pay”* supone un 94% del total de gas adquirido por Gas Natural. No obstante, cabe destacar que en los últimos diez años Gas Natural no se ha visto obligado a adquirir más gas natural del necesitado para llevar a cabo sus actividades, y en consecuencia no se ha procedido a la ejecución de ninguna cláusula *“take or pay”*.

Con arreglo a la práctica habitual del mercado de gas, la determinación del precio está sujeta a la elaboración de complejas fórmulas referenciadas a los precios de crudo Brent

y derivados de crudo. Tales precios son recalculados con carácter periódico y automático cada mes o trimestre. Los contratos también establecen revisiones formales y ajustes de precio, así como otros términos comerciales para reflejar los cambios en el mercado (en muchos casos incluyendo expresamente los cambios en el mercado de venta minorista de gas natural y de otros combustibles alternativos). Con carácter general, se establece que dichas revisiones sólo se pueden efectuar una vez cada ciertos años, salvo que se hubiera pactado lo contrario. Las reclamaciones derivadas de la aplicación de las cláusulas de revisión o actualización están sujetas a arbitraje si las partes están en desacuerdo con respecto a la aplicación de los mecanismos de ajustes acordados.

Los contratos incluyen también cláusulas sobre calidad y disponibilidad (junto a penalizaciones por falta de cumplimiento), así como cláusulas que regulan los casos de fuerza mayor y otras cláusulas estándar. Con respecto a las interrupciones en el suministro de gas, existen pólizas de seguro con el objeto asegurar la pérdida de beneficios que puede sufrir Gas Natural como consecuencia de un daño material en las instalaciones de un suministrador directo. Igualmente, estas pólizas cubren la responsabilidad civil contra terceros en la que puede incurrir Gas Natural.

Cabe mencionar que los contratos de aprovisionamiento, así como la flota de buques metaneros con diferente capacidad y volumen, aportan a Gas Natural una gran flexibilidad para el suministro a los mercados de gas natural y para la participación en el negocio global de GNL.

COMERCIALIZACIÓN

En el año 2003 se produjo la total apertura del mercado, por lo que, a partir de dicho momento, los clientes podían elegir la compañía suministradora de gas y electricidad. En este sentido, con fecha 30 de septiembre de 2005, la comercialización de gas en el mercado liberalizado por parte de Gas Natural experimentó un crecimiento del 7,4% con respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando las ventas de gas un importe de 223.557 GWh. De dicho importe, 115.738 GWh (representativos del 51,8%) fueron destinados a la comercialización en España, 44.288 GWh (representativos del 19,8%) fueron vendidos a Enagas para su venta en el mercado regulado, y los restantes 63.531 GWh (representativos del 28,4%) fueron vendidos para su comercialización en Europa y para el suministro de operadores en España y en el resto del mundo. Las ventas de gas natural en Latinoamérica están excluidas en la elaboración de estos cálculos debido a que el suministro de gas en estos mercados se realiza generalmente a un nivel local.

En virtud de un contrato de fecha 17 de julio de 2000, Gas Natural suministra a Enagas el 100% del gas natural que necesita para atender el mercado a tarifa de las distribuidoras conectadas a sus redes. Enagas es propietario de la mayoría de las infraestructuras de transporte y almacenamiento de gas en España. Dichas infraestructuras consisten, principalmente, en tres plantas para la recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, una red de gasoductos de alta presión para el transporte de grandes volúmenes de gas natural, así como dos almacenamientos subterráneos de gas. Los gasoductos Lacq-Calahorra y Magreb-Europa conectan los yacimientos de gas de Noruega y Argelia, respectivamente, con la red de transporte de Enagas en España.

A partir del 1 de enero de 2003, los consumidores de gas natural y electricidad en España pueden acudir a cualquier proveedor que actúe en el mercado liberalizado, todo ello con independencia del volumen de consumo de gas o electricidad. De este modo, entre los consumidores del mercado liberalizado, se encuentran desde clientes residenciales a grandes clientes industriales, así como las ventas destinadas a la

generación de electricidad. La comercialización de gas natural se realiza a través de redes de distribución propiedad de Gas Natural o alquiladas a terceros. Los peajes de acceso a la red de distribución objeto de pago se fijan por el Gobierno.

La contratación en el mercado liberalizado requiere que las partes interesadas negocien las condiciones y precios de suministro. Gas Natural diseña y propone ofertas de suministro de gas natural y electricidad para potenciales consumidores, tomando en consideración las necesidades específicas de cada uno e intentando realizar la oferta más atractiva en cada caso. La cartera de productos y servicios de Gas Natural incluye, entre otros aspectos, ofertas de gas, de electricidad, de ambas energías conjuntamente, diferentes tipos de asesoramiento energético y métodos alternativos de facturación.

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, las ventas de gas natural a consumidores finales en el mercado liberalizado en España alcanzaron 115.738 GWh, lo que representa un incremento del 15,2% con respecto al mismo periodo del año anterior.

La siguiente tabla muestra, para los periodos indicados, la cantidad de gas comercializada:

Actividad	30/9/2005	31/12/2004	31/12/2003	31/12/2002
Comercialización en España (GWh)	115.738	138.973	111.155	84.521
Comercialización en Europa (GWh)	8.437	8.512	3.135	171
Ventas a Enagas para el mercado regulado (GWh)	44.288	61.364	78.076	113.111
Suministro mayorista de gas (GWh)	55.094	79.206	73.838	41.344
Ventas totales (GWh)	223.557	288.055	266.204	239.147

A fecha de 31 de diciembre de 2004, Gas Natural poseía 114 centros de venta franquiciados y un centro propio, además de 758 centros de venta asociados para servicios de comercialización de gas. Con fecha de 30 de septiembre de 2005, Gas Natural tiene 760 centros de venta asociados para los servicios de comercialización de gas, manteniendo el mismo número de centros de venta franquiciados y el centro propio.

Francia

En diciembre de 2004, Gas Natural obtuvo la autorización para comenzar su actividad de comercialización de gas natural en Francia. Gas Natural actúa a través de su filial Gas Natural Commercialisation France, S.p.a.S. El comienzo de su actividad en Francia se vio posibilitado por la apertura del mercado energético que ha tenido lugar a partir del año 2000 con un calendario progresivo de liberalización. Durante el periodo transcurrido entre el 1 de enero al 30 de septiembre de 2005, Gas Natural comercializó 453 GWh en Francia.

Gas natural vehicular y gestión energética

Gas Natural también desarrolla actividades de gestión energética y gas natural vehicular en España. La gestión energética es un servicio que se ofrece a los clientes de gran tamaño, tales como hoteles, hospitales, complejos de oficinas, industrias, universidades, polideportivos y urbanizaciones. Gas Natural proporciona, entre otros, los servicios de operación y mantenimiento de calefacción, agua caliente y servicios de climatización. Además tiene sistemas de control remoto, lo que les permite tener una capacidad de respuesta inmediata ante cualquier tipo de incidente y llevar a cabo una gestión eficiente de sus recursos.

En cuanto al gas natural vehicular, Gas Natural lleva a cabo la gestión integral de las instalaciones en las que se suministra el gas natural como combustible para vehículos de transporte, especialmente en el sector público.

Otros

Además de las ventas de gas y electricidad, Gas Natural tiene acuerdos con terceras partes, fundamentalmente a través de su filial Gas Natural Servicios SDG, S.A., con el objeto de proporcionar servicios adicionales a sus clientes. Estos servicios incluyen seguros del hogar, ventas de gasodomésticos, instalación de equipos de calefacción y aire acondicionado, así como servicios de mantenimiento de las instalaciones de gas natural. Durante los nueve primeros meses de 2005, la actividad de ventas permitió a Gas Natural aumentar en 20.500 el número de clientes que utilizan el gas natural como sistema de calefacción. Asimismo, durante dicho periodo, las ventas de aparatos domésticos ascendieron a 39.600, entre lo que se incluye más de 11.800 equipos de aire acondicionado.

(v) Resto

FIBRA ÓPTICA

Desde 1999, en virtud de la licencia concedida por la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, Gas Natural alquila capacidad de cable de fibra óptica a Enagas y a los principales operadores de telecomunicaciones a través de 54.000 kilómetros de cable de fibra óptica, de los cuales un 92% recorren las redes de gasoductos. Dicho cable se utiliza también para la gestión del negocio de telecomunicaciones del Grupo Gas Natural. Durante el ejercicio 2004, se generaron unos ingresos de 24 millones de euros, manteniéndose unos ingresos similares durante el ejercicio 2005.

6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o servicio significativos que se hayan presentado y, en la medida en que se haya divulgado públicamente su desarrollo, dar la fase en que se encuentra

No aplicable.

6.2 Mercados principales. Descripción de los mercados principales en que el emisor compete, incluido un desglose de los ingresos totales por categoría de actividad y mercado geográfico para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica

(a) Desglose de los ingresos totales por categoría de actividad y mercado geográfico para cada ejercicio cubierto por la información financiera histórica

En la tabla siguiente se indica la contribución por actividad a las ventas netas durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004, así como durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005.

(millones de euros)	31/10/2005 NIIF	2004 NIIF	2004 PGCA	2003 PGCA	2002 PGCA
Distribución de Gas	2.795	2.911,3	2.910,9	2.697,2	3.013,4
España	1.558	1.820,8	1.820,5	1.934,7	2.265,9
Latioamérica	1.139	1.027,4	1.027,3	762,5	747,5
Italia	98	63,1	63,1		
Electricidad	864	592,8	592,8	390,0	225,1
España	756	474,9	474,9	372,4	225,1
Puerto Rico	108	117,9	117,9	17,6	
Up + Midstream	208	214,9	214,9	218,8	195,3
Mayorista & Minorista	4.263	3.952,3	3.952,3	3.701,4	3.157,9
Enagas					978,4
Resto	106	118,6	118,6	100,5	103,6
Ajustes de consolidación	(1.666)	(1.523,7)	(1.523,7)	(1.479,9)	(2.405,8)
Total Gas Natural	6.570	6.266,2	6.265,8	5.628,0	5.267,9

* Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Diez primeros meses del 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

** Se hace constar que el desglose de esta tabla se corresponde con la nueva reclasificación de las principales líneas de actividad del Grupo Gas Natural y que los datos contenidos han sido obtenidos de la información histórica financiera.

(b) *Breve análisis de los ingresos y rentabilidad de las distintas actividades*

A continuación se incluye detalle del EBITDA por líneas de actividad durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004, así como durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005.

(millones de euros)	31/10/2005 NIIF	2004 NIIF	2004 PGCA	2003 PGCA	2002 PGCA
Distribución de Gas	934	973,9	986,2	812,4	802,0
España	666	722,2	725,0	659,9	660,9
Latinoamérica	249	227,8	237,7	152,5	141,1
Italia	19	23,9	23,5		
Electricidad	131	98,1	104,6	63,3	(4,2)
España	82	44,3	51,3	55,5	(4,2)
Puerto Rico	49	53,8	53,3	7,8	
Up + Midstream	140	144,4	144,4	146,1	154,5
Mayorista + Minorista	14	107,0	107,9	151,3	217,0
Enagas					164,9
Resto	15	11,9	19,4	28,6	31,8
Total Gas Natural	1.234	1.335,3	1.362,5	1.201,7	1.366,0

* Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Diez primeros meses del 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

** Se hace constar que el desglose de esta tabla se corresponde con la nueva reclasificación de las principales líneas de actividad del Grupo Gas Natural y que los datos contenidos han sido obtenidos de la información histórica financiera.

	31/10/2005	2004	2003	2002
Importe neto de cifra de negocios	6.570	6.265,8	5.628,0	5.267,9
% crecimiento	4,85	11,3	6,84	(4,75)
EBITDA	1.234	1.362,5	1.201,7	1.366,0
% sobre ventas	18,78	21,7	21,35	25,93
Beneficio de Explotación	784	898,7	799,0	906,7
% sobre ventas	11,93	14,34	14,20	17,21
Resultados	556	633,9	568,5	805,9
% sobre ventas	8,46	10,12	10,10	15,30

* Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Diez primeros meses del 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

(c) *Descripción de los mercados principales en que el emisor compete*

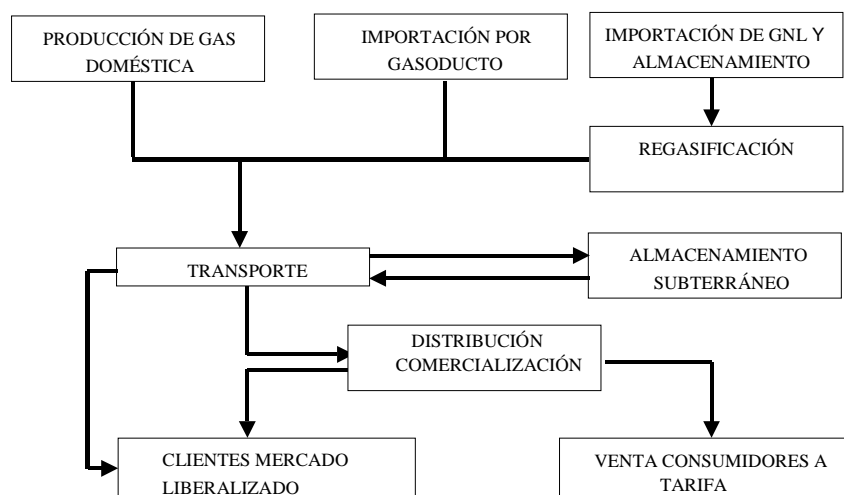
El Mercado del Gas en España

Las actividades principales del mercado del gas se pueden distribuir en:

- **Aprovisionamiento:** el gas natural se encuentra en yacimientos subterráneos. En España, la producción nacional de gas natural es muy escasa, y la mayor parte del gas natural que se consume proviene de importaciones vía gasoducto o vía buques metaneros en forma de GNL. Esta actividad no se encuentra regulada excepto en lo que respecta a la diversificación del suministro.
- **Regasificación:** en los buques metaneros se transporta gas natural en estado líquido, el cual es almacenado y posteriormente regasificado en las plantas de regasificación, generalmente situadas en la costa. Esta actividad se encuentra regulada.
- **Transporte:** desde la salida de las plantas de regasificación o desde la entrada por gasoductos internacionales, se transporta para su venta a través de la infraestructura de transporte a alta presión compuesta por los gasoductos y las estaciones de compresión (Red Básica de Gasoductos). Esta actividad se encuentra regulada.
- **Almacenamiento:** para poder compaginar ritmos de llegada de gas más o menos constantes con el perfil estacional del consumo de gas y cumplir funciones de reserva de seguridad son necesarias infraestructuras de almacenamiento. Estas consisten normalmente en grandes tanques de almacenamiento o antiguos yacimientos depletados (cuya producción se ha agotado), en los cuales, y de forma subterránea, se almacena el gas. Esta actividad se encuentra regulada.
- **Distribución:** para hacer llegar el gas a cada punto de consumo desde la infraestructura de alta presión, se utiliza la red de distribución a media y baja presión. Esta actividad se encuentra regulada.
- **Comercialización:** consiste en la compraventa de gas para el suministro a otros comercializadores o a consumidores cualificados. Se lleva a cabo adquiriendo gas, dentro o fuera de España, utilizando las instalaciones de regasificación, transporte y distribución de los respectivos titulares, y vendiendo gas a otros comercializadores o a otros consumidores que han adquirido la condición de cualificados.

De estas líneas principales del negocio del gas, Gas Natural realiza actividades de aprovisionamiento, transporte, distribución y comercialización, así como de almacenamiento.

A continuación se muestra un diagrama explicativo del mercado del gas:



El gas natural como fuente de energía

El gas natural en España se caracteriza por su relativamente reciente incorporación al sector energético español, así como por haber mantenido un continuado crecimiento durante los últimos años, habiendo aumentado su demanda muy por encima del aumento de la demanda global energética española. Ello ha determinado el relevante aumento de su participación en los balances de energía primaria y final en España.

Las cifras muestran los cambios significativos ocurridos en la estructura de las energías primarias y finales en España en relación con el gas natural.

Participación en energías primarias					
Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	Energías Renovables
1995	18,3%	54,0%	7,4%	14,3%	5,6%
1996	15,4%	54,6%	8,3%	14,5%	7,2%
1997	16,4%	53,5%	10,3%	13,4%	6,5%
1998	15,7%	54,0%	10,3%	13,5%	6,3%
1999	17,2%	52,8%	11,3%	12,8%	5,4%
2000	17,3%	51,7%	12,2%	13,0%	5,6%
2001	15,3%	52,2%	12,8%	13,0%	6,5%
2002	16,5%	51,2%	14,2%	12,4%	5,3%
2003	14,9%	50,9%	15,6%	11,8%	6,6%
2004	14,8%	49,9%	17,3%	11,6%	5,9%

Fuente: MINER

Participación en energía finales					
Año	Carbón	P. petrolíferos	Gas Natural	Electricidad	Energías Renovables
1995	3,7%	65,1%	9,1%	17,3%	4,8%
1996	3,3%	64,8%	9,9%	17,3%	4,7%
1997	3,0%	64,7%	10,5%	17,2%	4,5%
1998	3,1%	64,1%	11,6%	17,1%	4,2%
1999	3,0%	62,4%	12,7%	17,8%	4,1%
2000	2,8%	61,6%	13,6%	18,1%	3,9%
2001	2,7%	61,0%	14,1%	18,4%	3,8%
2002	2,6%	60,3%	14,8%	18,6%	3,8%
2003	2,4%	59,6%	15,7%	18,8%	3,6%
2004	2,3%	59,0%	16,1%	19,0%	3,6%

Fuente: MINER

En el período 1995-2004, la participación del gas natural en los balances de energía primaria y final en España aumentó un 9,9% y un 7% respectivamente, alcanzando en el año 2005 una participación del 17,3% en el balance de energía primaria y un 16,1% en el balance de energía final.

El crecimiento del mercado gasista en España destaca con respecto al resto de los países europeos occidentales:

<i>Unidades TWh</i>	2004	2003	% Crecimiento
Reino Unido	1.064,4	1.031,9	3,1
Alemania	972,2	961,1	1,2
Italia	849,6	818,6	3,8
Francia	512,4	501,9	2,1
Países Bajos	470,9	465,0	1,3
España	319,5	275,4	16,0
Bélgica	188,1	184,9	1,7
Austria	99,2	98,9	0,3
Dinamarca	50,9	52,7	(3,4)
Finlandia	51,1	52,8	(3,2)
Irlanda	47,1	47,5	(0,8)
Suiza	34,8	34,0	2,4
Portugal	42,4	34,3	23,6
Grecia	28,4	25,8	10,1
Suecia	11,2	11,1	0,9
Luxemburgo	15,5	13,8	12,3
TOTAL	4.757,7	4.609,7	3,2

Fuente: Sedigas

Con arreglo a la información publicada por Sedigas, el desarrollo del sector gasista español se ha manifestado en un gran crecimiento de las ventas superior al 14% anual entre 1999 y 2004, pasando de un consumo de 174,6 TWh en 1999 a 319,5 TWh en 2005; y en un aumento de la inversión en las infraestructuras de transporte y distribución, con un crecimiento de aproximadamente 3.000 kilómetros / año y una longitud de la red de gasoductos de alta y baja presión de cerca de 52.122 kilómetros que ha permitido gasificar en los últimos cinco años todas las comunidades autónomas peninsulares y alrededor de 1.158 municipios.

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 del norte de Europa, lo cual obliga a importar la casi totalidad del gas natural consumido, debiendo cumplirse unas políticas de diversificación en los aprovisionamientos (en la actualidad, la cifra máxima que puede alcanzar un mismo país suministrador es el 60%), y a disponer de unas reservas de seguridad de gas suficientes para poder hacer frente a eventuales problemas en los suministros.
- La proximidad de España con Argelia, importante país productor y con significativas reservas de gas natural, es la razón de que a junio de 2005, España se abastezca en un 43% con gas argelino según la Comisión Nacional de Energía.
- Una importante participación del GNL en la estructura del aprovisionamiento, alcanzando un 64% de las importaciones del año 2004. El GNL será la fuente principal para atender al esperado crecimiento de la demanda de gas de los próximos años, para lo cual se encuentran en proceso de construcción nuevas plantas de regasificación.
- 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, en estos últimos años, se está desarrollando un mercado spot específico de GNL cada vez más relevante.

- Vinculación 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.

Participantes en el Mercado del Gas en España

El sector del gas natural en España está integrado por los siguientes participantes:

- Importadores: son las empresas encargadas de la compra y transporte hasta España, a través de gasoductos internacionales o de buques metaneros, del gas procedente de los principales centros de producción.

Los sujetos autorizados para la adquisición de gas natural para su consumo en España son:

- (i) los transportistas para su venta a otros transportistas, así como a los distribuidores que estén conectados a sus redes;
 - (ii) los comercializadores para su venta a los consumidores cualificados o a otros comercializadores; y
 - (iii) los consumidores cualificados.
- Empresas transportistas: son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento de gas natural. De acuerdo con la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, se consideran gasoductos de transporte, aquellos cuya presión máxima de diseño es superior a 16 bar.

En 2004 estaban registradas como transportistas las siguientes empresas:

- (i) Enagas (principal empresa transportista en España con una cuota aproximada del 90%). Participa en el Gasoducto Al Andalus S.A. y en el Gasoducto de Extremadura S.A. junto con Transgas, la empresa transportista de Portugal;
- (ii) Gas de Euskadi Transporte, S.A., (Naturcorp Multiservicios, S.A. es la segunda empresa transportista y opera en el País Vasco);
- (iii) Transportista Regional del Gas, S.L.;
- (iv) Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L., titular del gasoducto que conecta el gasoducto Barcelona-Valencia con la central térmica de Castejón;
- (v) Endesa Gas Transportista, S.L.;
- (vi) Bahía Bizkaia Gas, S.L. (BBG) empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao en Zierbana; y
- (vii) Gas Natural SDG, S.A.

En el año 2005, tras la separación de actividades que se describe con mayor detalle en el apartado 6.1.1 del presente Capítulo, Gas Natural Transporte SDG, S.L. pasó a llevar cabo la actividad de Gas Natural relativa al transporte de gas natural en España.

- Empresas distribuidoras: son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de distribución, que tienen la función de distribuir el gas natural por canalización, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo. Las principales distribuidoras que operan en España son:
 - (i) Gas Natural tiene participación mayoritaria en las siguientes sociedades: Gas Natural Cegas, S.A. (Comunidad Valenciana), Gas Natural Andalucía, S.A., Gas Natural Castilla-La-Mancha, S.A., Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, S.A., Gas Natural Castilla y León, S.A., Gas Natural La Coruña, S.A., Gas Navarra, S.A., Gas Natural Rioja, S.A., Gas Natural Cantabria, S.A. y Gas Natural Murcia SDG, S.A.;
 - (ii) Naturcorp Redes, que con la adquisición de la mayoría de Gas de Asturias y de Gas Figueres, se ha consolidado, según la Comisión Nacional de Energía, como segundo operador con una cuota de alrededor del 10%;
 - (iii) Gas Aragón;
 - (iv) Gesa Gas;
 - (v) Gas Directo; y
 - (vi) Distribuidora Regional del Gas, S.A.

En el año 2005, tras la separación de actividades que se describe con mayor detalle en el apartado 6.1.1 del presente Capítulo, Gas Natural Distribución SDG, S.A. comenzó a llevar cabo la actividad de Gas Natural relativa a la distribución de gas natural en España.

- Empresas comercializadoras: son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores cualificados o a otras comercializadoras.
- Consumidores a tarifa: son aquellos consumidores que adquieren el gas a los distribuidores en régimen de tarifa. Para atender los consumos a tarifa que se realicen en el ámbito de su red, los distribuidores adquieren el gas al transportista al que están conectados.

Aunque desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores tienen la consideración de cualificados, pueden continuar siendo suministrados en el mercado a tarifa, si bien existen restricciones fijadas por la normativa aplicable para su retorno a tarifa desde el mercado libre para aquellos grandes consumidores de más de 100 MWh de consumo anual.

- Consumidores interrumpibles: son aquellos consumidores que permanecen en el mercado regulado a los que se les puede interrumpir el suministro de gas sin que exista causa de fuerza mayor, y con un preaviso determinado, previamente pactado. Para que un cliente pueda acogerse a este tipo de suministro, es necesario que disponga y mantenga operativa una instalación alimentada por otra fuente alternativa de energía. En su mayor parte, este grupo de consumidores está

constituido por empresas que utilizan el gas natural para la producción de vapor, ya que se trata de una aplicación para la cual es factible la utilización de diversas energías primarias. Tienen derecho a unas tarifas específicas.

- Consumidores cualificados: son aquellos que pueden adquirir gas en condiciones libremente pactadas con una empresa comercializadora. Desde el día 1 de enero de 2003, todos los consumidores con independencia de su nivel de consumo, tienen la consideración de consumidores cualificados.
- Gestor Técnico del Sistema: es el responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario. Tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Ejerce sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Enagas, como transportista titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema.

En el mercado a tarifa los transportistas adquieren de los proveedores el gas y el GNL que es posteriormente transmitido a los distribuidores conectados a sus redes (o a otro transportista, en algunos casos), a un precio de cesión fijado por la Administración. Los distribuidores se lo venden finalmente al cliente regulado a una tarifa máxima también fijada oficialmente. Los transportistas y distribuidores tienen, por la función que desarrollan en este mercado, reconocidas determinadas retribuciones.

En el mercado liberalizado, el GNL y el gas natural son adquiridos a los proveedores por las compañías dedicadas a la comercialización o, en algunos casos, directamente por los consumidores cualificados. Una vez que el GNL o el gas natural está en España, la comercializadora o el consumidor cualificado ejercen su derecho de acceso (ATR) utilizando las instalaciones gasistas de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, satisfaciendo por estos servicios unos peajes y cánones máximos aprobados administrativamente. El comercializador vende el gas al consumidor cualificado en los puntos de consumo o en cualquier otro punto del sistema gasista.

En el mercado liberalizado, los titulares de instalaciones están obligados a permitir su uso a terceros, comercializadores y consumidores cualificados, recaudando los peajes correspondientes. Sin embargo, su retribución no se produce mediante el cobro directo de dichos peajes y cánones, sino que se determina principalmente en función de las instalaciones gasistas que posean y que construyan, todo ello de acuerdo con unos criterios que recoge la legislación española vigente en la actualidad.

La demanda de gas natural

Según los datos de Sedigas, la evolución de la demanda agregada de gas natural en los últimos años ha sido la siguiente:

Demanda Agregada GWh			% Crecimiento	
2004	2003	2002	04/03	03/02
319.492,7	275.416,0	242.987,9	16,0	13,4

El sector de gas natural en España no ha alcanzado un nivel de madurez por lo que se estima un crecimiento medio anual durante los próximos cinco años de entre 6% y 7%

con arreglo al documento del Ministerio de Economía y Hacienda sobre “Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011”.

La oferta de gas natural

España carece prácticamente de yacimientos de gas natural con lo que el abastecimiento de gas proviene en más del 99% 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, la Ley del Sector Hidrocarburos limita al 60% las importaciones de gas natural desde un mismo país suministrador. Sobre las reservas mínimas, la misma Ley de Hidrocarburos, en su artículo 98, establece la obligación a los operadores de gas de mantener existencias mínimas equivalentes a 35 días de sus ventas firmes. Por otra parte, la conexión de España con la red europea es limitada.

Una particularidad de los aprovisionamientos españoles de gas, a diferencia de lo que ocurre en otros países de Europa, es la alta participación de las importaciones de GNL, que, tal y como ha publicado Sedigas, alcanzó el 64% de las importaciones del año 2004.

La mayor parte de los aprovisionamientos se negocia en contratos a largo plazo que incorporan una cláusula de compra garantizada “*take or pay*”, que asegura al vendedor que una vez contratado el gas sea pagado, con independencia de que sea o no consumido. Este tipo de cláusulas se justifica por las grandes inversiones iniciales necesarias para explotar los yacimientos y hacer llegar el gas a los puntos de consumo.

Para resolver estas limitaciones, se han desarrollado recientemente mercados spot de GNL que ayudan a resolver las diferencias entre oferta y demanda de los distintos operadores.

Los precios de los contratos de aprovisionamiento en su mayoría están vinculados a los de los precios en los mercados spot de productos petrolíferos y sus derivados.

Alrededor del 35,5% de los aprovisionamientos de gas natural se recibe por medio de dos conexiones, una con Francia a través del gasoducto de Lacq-Calahorra y otra con el Magreb, en forma de gas natural. El resto son importaciones de GNL procedentes de Argelia, Nigeria, Trinidad y Tobago, Libia y Países del Golfo. Los barcos de GNL se descargan en las cuatro plantas operativas de regasificación que existen actualmente en Barcelona, Cartagena, Bilbao y Huelva.

Países (GWh)	% 2004	2004	2003	2002	2001
Nacional	1,2	3.713	2.529	5.831	5.867
GN					
Argelia	27,4	87.540	74.509	72.669	62.265
Noruega	8,1	25.748	26.640	26.433	26.833
GNL					
Argelia	21,2	67.770	87.049	69.144	50.603
Libia	2,3	7.286	8.768	7.341	9.228
Países del Golfo y otros	22,3	71.206	29.227	43.305	20.601
Trinidad y Tobago	0	0	977	5.342	6.806
Nigeria	17,5	55.964	49.070	18.695	28.209
Total	100	319.227	278.769	248.760	210.412

Fuente: Sedigas

El gas natural o el GNL que Enagas adquiere para el suministro del mercado a tarifa es regasificado en sus propias instalaciones en su caso, y transportado por su red de gasoductos. Enagas transmite el gas a las distribuidoras conectadas a sus redes o a otros transportistas. El precio de cesión viene determinado reglamentariamente, y se fundamenta en el coste medio de la materia prima (Cmp), más un componente que

refleja el coste de la actividad de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión asociadas al suministro al mercado a tarifa.

Por su parte, las compañías comercializadoras o grandes consumidores cualificados adquieren el gas a empresas gasistas intermediarias o, directamente, a través de contratos con los suministradores en origen.

Competencia

Con arreglo a los informes publicados por la Comisión Nacional de Energía, durante el primer trimestre del año 2005, se adquirió en el mercado liberalizado un 76,3% del total del gas consumido, mientras que en el mercado regulado el consumo representó un 23,7%. No obstante el número total de consumidores en el mercado liberalizado asciende a 1.513.141, lo que representa 24,8% del total de consumidores de gas natural en España. Ello se debe a que la mayoría de los consumidores industriales adquiere el gas natural en el mercado liberalizado, mientras que, aproximadamente, un 67% de los clientes domésticos acude al mercado regulado para la compra de gas natural.

La siguiente tabla muestra las principales compañías distribuidoras de gas así como su cuota de distribución correspondiente al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005 (siendo esta la última información disponible).

Empresas distribuidoras	30/09/2005	
	% total consumo	% total consumidores
Gas Natural	80,0	79,2
Naturcorp	14,1	13,9
Endesa	5,5	6,9
Otros	<1,0	<1,0

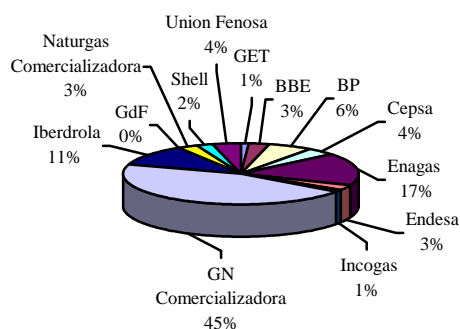
Fuente: Comisión Nacional de Energía

La siguiente tabla muestra los principales competidores de Gas Natural con respecto a la comercialización de gas natural en el mercado liberalizado, así como su correspondiente cuota de mercado, incluyendo la de Gas Natural, siendo esta la última información actualizada de la que se dispone.

Empresas comercializadoras	9M 2005	2004	2003	2002	2001
Grupo Gas Natural	47,8	54	58,2	63,6	81
Grupo Endesa	5,8	5	3,6	3,4	<0,6
Grupo Iberdrola	16,4	13,5	11,7	7,2	0,4
BP Gas España	6,8	8,9	10,7	11,9	13
Grupo Unión FENOSA	10,5	4,8	2,5	3,3	-
Cepsa Gas Comercializadora	2,5	3,8	5,9	5,1	1
Grupo Naturcorp	3,6	3,8	4	1,4	-
BBE	2,6	3	-	-	-
Shell España	3,3	2,7	3,6	3,9	4
Gas de France Comercializadora	0,7	0,5	-	-	-
Edison Gas	-	-	0,06	0,1	-
Ingeniería y Comercialización del Gas	0	<0,04	0	0	-
Nexus Energía	0	<0,04	-	-	-
Total Consumo (GWh)	231.758	256.352	192.553	133.100	81.290

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Según la Comisión Nacional de Energía, Gas Natural tuvo una cuota de aprovisionamiento en el mercado español de 45% en el ejercicio 2004. Con arreglo a la información contenida en la Comisión Nacional de Energía, la siguiente figura muestra los principales competidores de Gas Natural con respecto al aprovisionamiento de gas natural en el mercado español (regulado y liberalizado) en el año 2004.



El Mercado de Gas en Latinoamérica

En Latinoamérica Gas Natural desarrolla actividades de distribución reguladas en régimen de concesión, sin existir competencia para esta actividad en su área de concesión.

El Grupo actualmente es el primer operador de distribución de gas de Latinoamérica por número de clientes, con presencia en Argentina (Gas Natural BAN, S.A.), Colombia (Gas Natural, S.A. ESP, Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP, Gas Natural del Oriente, S.A. ESP y Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP), Brasil (Ceg, S.A., Ceg-Rio, S.A., Gas Natural SPS S.A.) y México (Gas Natural México, S.A. de C.V., y Comercializadora de Metrogás S.A. de C.V.).

La siguiente tabla muestra, según datos propios de Gas Natural, el número de puntos de suministro que Gas Natural tiene en Latinoamérica con fecha 31 de octubre de 2005:

País	Número de puntos de suministro
Argentina	1.284.848
Brasil	732.316
Colombia	1.594.135
México	1.104.868
Total	4.716.167

El Mercado de Gas en Italia

El consumo de gas en Italia ha alcanzado en el 2004 un volumen de aproximadamente 80,3 bcm. Este gas es importado en un 84% y el 16% restante es de producción nacional siendo ENI el principal productor. El operador de transporte es en exclusiva SNAM. Existen alrededor de 540 distribuidoras, públicas y privadas, que distribuyen gas a unos 16 millones clientes.

El 95,5% del gas importado llega a Italia a través de gasoductos (18,1 Bcm del Norte de Europa, 23,2 Bcm de Rusia y 22,4 Bcm de Argelia), y el 4,5% restante (3,6 Bcm) en forma de GNL que se aprovisiona por la planta de regasificación de Panigaglia.

Desde enero de 2003, el sector de gas en Italia está plenamente liberalizado para cualquier tipo de punto de suministro, con la excepción de Sicilia que se declaró zona de desarrollo emergente por lo que se establecieron protecciones abriendo a la competencia únicamente puntos de suministro que están en municipios con más de 10.000 puntos de suministro. A partir del mes de enero de 2006, se han liberalizado todos los municipios con más de 5.000 puntos de suministro.

Las actividades de distribución y comercialización deben estar jurídicamente separadas, por lo que oportunamente las distribuidoras trasladaron todos sus puntos de suministro a sociedades comercializadoras.

Existe un sistema de tarifas de referencia que, en general, son aplicadas por todas las comercializadoras y que se establece por ámbitos de distribución (municipios o conjunto de municipios). Cada ámbito de distribución tiene reconocida su tarifa en función de sus costes de materia prima, costes de transporte (modelo “*entry-exit*”), costes de almacenamiento, costes de distribución y costes comerciales.

Gas Natural está presente en las actividades de distribución en Italia en diversas zonas de Sicilia y en zonas de las regiones del sur de Italia, en Reggio Calabria, Puglia y Abruzzo. La actual cifra de puntos de suministro es de casi 275.000.

Adicionalmente, Gas Natural también está presente en la comercialización a grandes clientes con un volumen de comercialización de entre 13.000 y 14.000 GWh anuales.

Gas Natural ha presentado ante la administración italiana (*Ministerio delle Attività Produttive*) la solicitud de autorización administrativa para desarrollar dos proyectos de construcción de plantas de regasificación en Italia en las regiones de Trieste, en el norte del país, y en Taranto, en el sur de la península italiana.

Electricidad en España

El sector eléctrico comprende, al igual que el sector del gas natural, actividades reguladas y actividades liberalizadas. Se distinguen:

- Generación eléctrica: se trata de una actividad liberalizada, en la cual los agentes propietarios de unidades de producción pueden acudir al Mercado Mayorista de Electricidad para vender la energía generada.
- Transporte: se trata de una actividad regulada. La electricidad generada en las centrales de producción se transforma a muy alta tensión con el fin de disminuir las pérdidas para su transporte a los puntos de consumo, donde se reduce a niveles de tensión inferiores para su consumo. La red de transporte de alta tensión (110-400 kV) es propiedad en su mayor parte de Red Eléctrica de España (REE). Desde su creación en 1985, se hizo cargo de la red de transporte y de la operación del sistema eléctrico español, consagrando el transporte como una actividad independiente, separada de la generación y de la distribución.
- Distribución: se trata de una actividad regulada. Las líneas de transporte reducen su nivel de tensión en estaciones transformadoras al acercarse a los puntos de consumo. Las empresas distribuidoras tienen como función principal distribuir la energía eléctrica y deben desarrollar, operar y mantener las instalaciones necesarias para tal fin. Asimismo, pueden vender electricidad a los consumidores finales que optan por la tarifa regulada o a otras empresas distribuidoras.
- Comercialización: se trata de una actividad liberalizada, a través de la cual se vende electricidad a otros comercializadores o a clientes cualificados que optan por acogerse a un precio negociado con un comercializador, comprar la energía directamente en el pool o establecer contratos bilaterales con la generación. Además del precio de la energía pagan un peaje regulado por el uso de las redes de transporte y distribución.

De las citadas actividades, Gas Natural participa en la relativa a la generación eléctrica, comercialización y distribución de electricidad.

Generación Eléctrica

En el contexto económico de la Unión Europea, es de esperar que se produzca un sustancial incremento de la generación eléctrica en centrales de ciclo combinado, como refleja el Plan de Infraestructuras Energéticas (2002-2011) aprobado por el Ministerio de Economía y Hacienda.

En el siguiente cuadro se muestra la potencia instalada en el sistema peninsular español, y la generación de energía por tipo de central en los últimos años. Los datos están en MW.

<u>Año</u>	<u>Hidroeléctrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Carbón</u>	<u>Fuel/Gas</u>	<u>Régimen Especial</u>	<u>Total</u>
1995	16.446	7.400	10.674	7.894	3.025	45.439
1996	16.549	7.422	10.674	8.214	3.812	46.671
1997	16.532	7.581	11.224	8.214	4.598	48.149
1998	16.452	7.632	11.224	8.214	5.709	49.231
1999	16.524	7.686	11.238	8.214	7.196	50.858
2000	16.524	7.799	11.542	8.214	8.318	52.397
2001	16.586	7.816	11.565	8.214	9.970	54.151
2002	16.586	7.816	11.565	10.288	12.214	58.469
2003	16.657	7.876	11.565	11.324	13.801	61.223
2004	16.657	7.876	11.565	15.215	17.112	68.425

Fuente: REE (El Sistema Eléctrico Español. Ediciones 1995-2004)

La generación se realiza en régimen de libre competencia. La entrada en el mercado de nuevas unidades de producción está liberalizada, de manera que la construcción, explotación, modificación sustancial y cierre de cada instalación de producción de energía eléctrica está sometida solamente a autorización administrativa previa que tiene carácter reglado, rigiéndose por los principios de objetividad, transparencia y no-discriminación.

Los productores de energía eléctrica efectúan obligatoriamente ofertas económicas de venta de energía en el Mercado de Producción, excepto las unidades de producción con una potencia instalada igual o inferior a 50 MW, y superior a 1 MW.

La retribución de la actividad de producción incorpora el precio marginal correspondiente a la oferta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica, más la garantía de potencia y los servicios complementarios que efectivamente preste al sistema.

La actividad de producción tendrá la consideración de producción en régimen especial cuando se realice desde instalaciones con una potencia instalada inferior a 50 MW en los siguientes casos:

- Autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.
- La producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia

instalada igual o inferior a 25 MW cuando supongan un alto rendimiento energético.

Los productores en régimen especial con potencia inferior a 50 MW pueden vender sus excedentes a los distribuidores de la red a la que están conectados, por lo que recibirán una retribución en forma de tarifa regulada o bien participar en el mercado de producción, percibiendo el precio que resulta del mercado liberalizado, complementado en algunos casos por un incentivo y una prima. Este incentivo y esta prima están definidos como un porcentaje de la tarifa media.

Según los últimos datos publicados por la Comisión Nacional de Energía, la cuota del Grupo Gas Natural en el mercado de generación de electricidad en régimen ordinario se situó en el año 2004 en el 2,7%.

La siguiente tabla especifica la capacidad bruta instalada en España en MW a 31 de diciembre de los años 2000 a 2004, por tecnología.

Potencia instalada a 31 de diciembre					
	2004	2003	2002	2001	2000
Hidráulica convencional y mixta	13.930	13.930	13.867	13.867	13.805
Bombeo puro	2.727	2.727	2.719	2.719	2.719
Hidráulica	16.657	16.657	16.586	16.586	16.524
Nuclear	7.876	7.876	7.816	7.816	7.799
Hulla+antracita	6.088	6.088	6.088	6.088	6.080
Lignito pardo	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.502	1.502	1.502	1.502	1.502
Carbón importado	1.944	1.944	1.944	1.944	1.929
Carbón	11.565	11.565	11.565	11.565	11.542
Fuel/Gas	6.930	6.930	7.494	8.214	8.214
Ciclo Combinado	8.285	4.394	2.794	-	-
Total régimen ordinario	51.313	47.422	46.255	44.181	44.079
Hidráulica	1.599	1.557	1.487	1.433	1.380
Eólica	8.351	6.138	4.927	3.442	2.298
Otras renovables	757	681	611	455	339
No renovables	6.405	6.275	6.075	5.546	4.969
Régimen especial	17.112	14.652	13.100	10.876	8.986
Total	68.425	62.074	59.355	55.057	53.066

Fuente: Red de Eléctrica de España

Transporte

La red de transporte de energía eléctrica esta constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kV, y aquellas otras instalaciones que cumplan funciones de transporte e interconexión con otros sistemas. Esta es mayoritariamente propiedad de REE, que en los últimos años está adquiriendo los activos de la red que aún no eran suyos. REE es la propietaria del 99% de la red peninsular de transporte, a falta de la compra de los activos de Hidrocantábrico. REE ejerce las funciones de operador del sistema y gestor de los activos físicos de la red de transporte.

Gestor del Sistema

El gestor de la red de transporte es el responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte en alta tensión, de forma que se garantice el mantenimiento y mejora de la red. También será responsabilidad del gestor el tránsito de electricidad con los sistemas exteriores. En España, REE es el gestor del sistema de transporte.

Distribución

La distribución de electricidad consiste en desarrollar, mantener y operar la red que transporta la energía eléctrica desde las derivaciones de las redes de transporte a los consumidores finales.

El gestor de la red de distribución en cada zona determinará los criterios de la explotación y mantenimiento de las redes, garantizando la seguridad, la fiabilidad y la eficiencia del sistema, así como el cumplimiento de las normas medioambientales.

La actividad de suministro es llevada a cabo por las distribuidoras para aquellos consumidores acogidos a tarifa.

En España la distribución está dominada por los principales operadores eléctricos:

Ejercicio 2004	Cientes (miles)
Endesa	10.717
Iberdrola	9.600
Unión Fenosa	3.341
Hidrocantábrico	580
Enel Viesgo	611

Fuente: Memorias de las sociedades

El número de clientes de Gas Natural en la distribución de electricidad asciende a 902.

Comercialización

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico creó la figura de las comercializadoras, que son aquellas empresas que compran electricidad al mercado o otras comercializadoras, y que venden a comercializadoras o clientes finales. Actualmente todos los consumidores tienen la potestad de elegir comercializador, y por tanto, todos los clientes podrían dejar de ser suministrados a tarifa.

Las principales compañías comercializadoras son Endesa, Iberdrola, Unión Eléctrica Fenosa, Hidroeléctrica del Cantábrico, Enel Viesgo y Gas Natural.

La siguiente tabla muestra las cuotas de participación de las comercializadoras en el mercado (enero-junio del año 2005). Se trata de los porcentajes que, sobre el total de energía eléctrica vendida a los consumidores en el mercado libre durante el periodo comprendido entre el mes de enero y junio del 2005, tenían las empresas comercializadoras que operan en el mercado español.

Empresa comercializadora	Cuota ene-jun 2005	Cuota ene-dic 2004	Variación
Iberdrola	36,64	39,02	(6,10)
Endesa Energía, S.A.	34,14	36,01	(5,19)
U. Fenosa Comercial	11,12	9,24	20,35
Gas Natural	7,34	3,78	94,25
Cantábrico Energía	4,38	5,29	(17,20)
Otras comercializadoras (<0,1%)	4,01	5,25	(23,57)
Viesgo Comercialización	0,85	0,25	240,01
Hispaelec Energía	0,60	0,73	(17,46)
Nexus Energía S.A.	0,52	ND	-
Viesgo Generación	0,38	ND	-

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

La cuota de comercialización eléctrica del Grupo Gas Natural se sitúa, a fecha 30 de septiembre de 2005, en torno al 7,4%, según las estimaciones realizadas por Gas Natural con arreglo a los datos proporcionados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español. S.A. que gestiona el Mercado Mayorista de Electricidad.

Demanda de electricidad

La demanda de electricidad peninsular correspondiente a los últimos cinco años ha sido la siguiente:

Año	Unidades en GWh
2000	195.005
2001	205.643
2002	211.516
2003	225.850
2004	235.411

Fuente: Red de Eléctrica de España

Esta demanda se puede clasificar en los siguientes segmentos de consumo:

- Industrial: incluye a grandes consumidores industriales acogidos a la tarifa G-4 a muy alta tensión, grandes consumidores industriales con suministro interrumpible, grandes consumidores industriales acogidos a la tarifa horaria de potencia y consumidores industriales con tarifa de alta tensión.
- Pyme: empresas de servicios y pequeña industria en baja tensión.
- Doméstico: consumidores domésticos.
- Servicios: consumidores del sector servicios con suministros a tarifa horaria de potencia o con tarifa en alta tensión.

El consumo por segmento de mercado en el año 2003 se distribuye según el siguiente cuadro:

Sector	Demanda (GWh)
Doméstico	46%
Industrial	27%
Pyme	19%
Servicios	3%
Otros	5%

Fuente: Comisión Nacional de Energía

La demanda de electricidad en las Comunidades Autónomas con respecto al total nacional fue la siguiente en 2004:

Demanda (b.c.) por Comunidad Autónoma (GWh)		
	GWh	%
Andalucía	34.923	14.01%
Aragón	12.232	4.91%
Asturias	11.086	4.45%
Baleares	5.408	2.17%
C. Valenciana	27.654	11.10%
Canarias	8.095	3.25%
Cantabria	3.713	1.49%
Castilla-La Mancha	10.091	4.05%
Castilla y León	14.823	5.95%
Cataluña	40.447	16.23%
Ceuta	184	0.07%
Extremadura	5.211	2.09%
Galicia	18.968	7.61%
La Rioja	1.139	0.46%
Madrid	29.512	11.84%
Melilla	145	0.06%
Murcia	4.289	1.72%
Navarra	4.336	1.74%
País Vasco	16.986	6.82%
Total	249.242	100%

Fuente: REE

Electricidad en Puerto Rico

El sistema eléctrico de Puerto Rico, compuesto por un parque generador de 5.400 MW y una red de transporte de 230 kV y 115 kV, está gestionado por la Autoridad Eléctrica de Puerto Rico (PREPA) que suministra a los cerca de 1.400.000 clientes de la isla. PREPA cuenta con una capacidad instalada de unos 4.400 MW en centrales propias, en su mayoría, centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo como combustible. Además, adquiere la totalidad de la energía generada por los dos generadores independientes implantados en la isla, una central de carbón y el ciclo combinado de EcoEléctrica, en la actualidad, la única central del sistema que emplea gas natural como combustible.

EcoEléctrica produce aproximadamente el 15% de la electricidad generada en Puerto Rico, según la agencia estatal de Estados Unidos "Official Energy Administration", y está situada en Peñuelas, en el sur de Puerto Rico.

6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho

No existe ningún factor excepcional que haya influido sobre la información dada, de conformidad con los apartados 6.1 y 6.2.

6.4 Si es importante para la actividad empresarial o para la rentabilidad del emisor, revelar información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación

El carácter regulado del sector eléctrico y de gas es una característica común en España, Italia, Marruecos y Argelia, países en los que Gas Natural opera, así como en Latinoamérica. Por ello, con carácter general, Gas Natural tiene que obtener de las correspondientes autoridades administrativas o gubernamentales las autorizaciones o concesiones oportunas para poder llevar a cabo actividades reguladas, así como para beneficiarse de los sistemas retributivos orientados a garantizar la recuperación de las inversiones realizadas. Dichas concesiones o autorizaciones están sujetas al cumplimiento de ciertos compromisos que, de no ser cumplidos, pueden causar la pérdida de las mismas y la ejecución de eventuales garantías o avales otorgados.

Con respecto al cumplimiento de los compromisos antes citados, aunque Gas Natural considera que cumple sustancialmente con dichos compromisos, así como con la legislación aplicable a su actividad, esta está sujeta a un conjunto complejo de normas que tanto los organismos públicos como privados pueden interpretar de manera distinta al criterio de Gas Natural.

6.5 Se divulgará la base de cualquier declaración efectuada por el emisor relativa a su posición de competitividad

No aplicable.

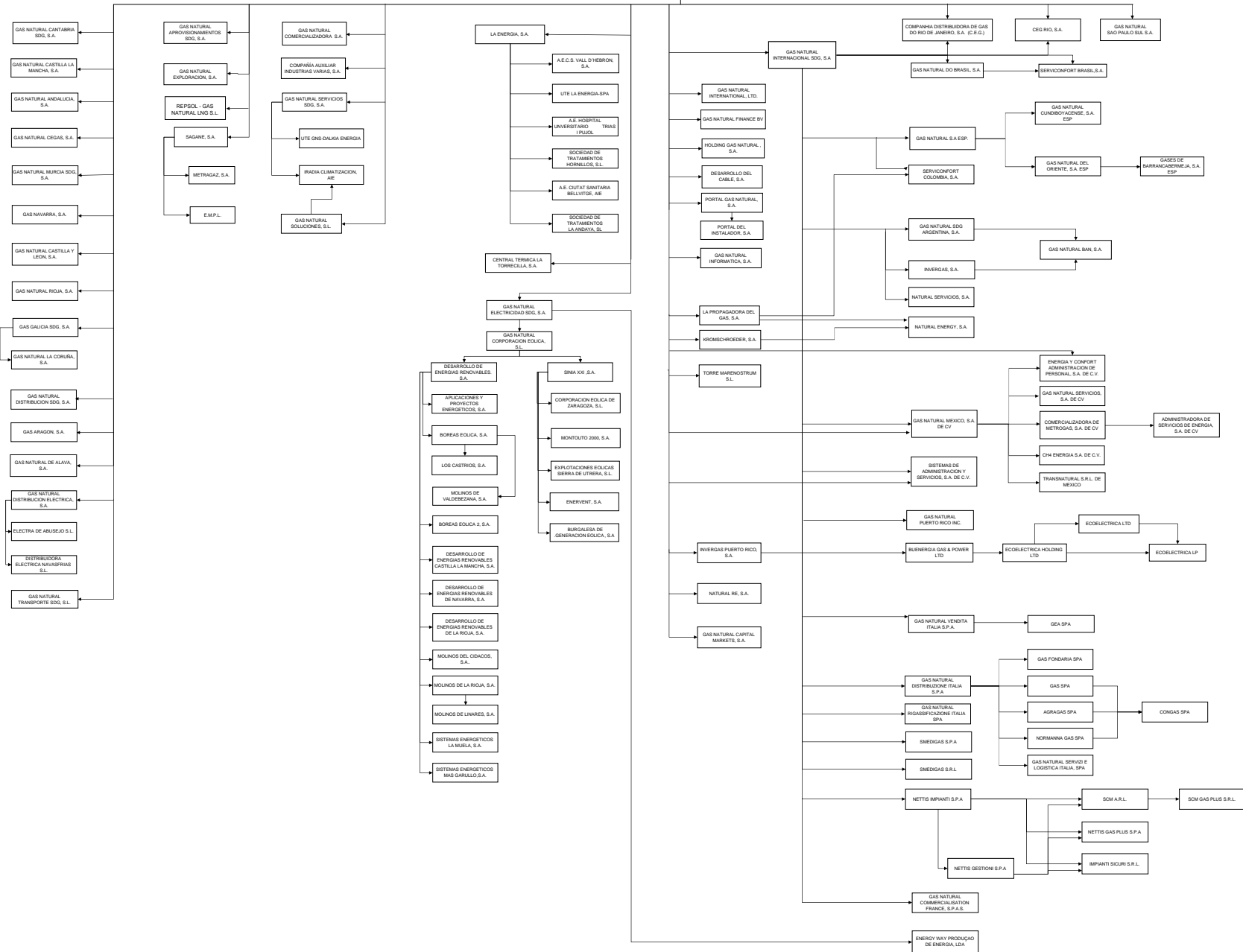
7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

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

Gas Natural es una sociedad cotizada en las Bolsas de Valores Españolas y no forma parte de ningún Grupo a los efectos de lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores.

Gas Natural es matriz de un grupo de sociedades a efectos de consolidación contable. En el siguiente gráfico figuran las principales sociedades que forman parte del Grupo Gas Natural a 31 de octubre de 2005.

GAS NATURAL SDG, S.A.



7.2 Lista de las filiales significativas de la Sociedad, incluido el nombre, el país de constitución o residencia, la proporción de interés de propiedad y, si es diferente, su proporción de derechos de voto.

A continuación se incluye una lista de las filiales más significativas, con fecha 31 de octubre de 2005, con indicación de su denominación, país de constitución o residencia y porcentaje de titularidad directa o indirecta de Gas Natural en las mismas.

Sociedad	País	% de participación total	% de derecho de voto
Gas Natural CEGAS, S.A.	España	99,7	99,7
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	100,0	100,0
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	España	95,0	95,0
Gas Galicia SDG, S.A.	España	62,0	62,0
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	90,1	90,1
Gas Natural La Coruña, S.A.	España	56,4	91,0
Gas Navarra, S.A.	España	90,0	90,0
Gas Natural Rioja, S.A.	España	87,5	87,5
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	España	99,9	99,9
Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	España	90,4	90,4
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	España	100,0	100,0
Gas Natural de Álava, S.A. ⁽¹⁾	España	10,0	10,0
Gas Aragón S.A. ⁽¹⁾	España	35,0	35,0
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	España	100,0	100,0
Electra de Abusejo, S.L.	España	100,0	100,0
Distribución Eléctrica Navasfrías, S.L.	España	100,0	100,0
Gas Natural Comercializadora, S.A.	España	100,0	100,0
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	100,0	100,0
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	España	100,0	100,0
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	España	100,0	100,0
La Energía, S.A.	España	100,0	100,0
A.I.E. Ciudad Sanitaria Vall d'Hebrón	España	81,3	81,3
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.	España	80,0	80,0
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	45,0	45,0
UTE la Energía-SPA	España	60,0	60,0
AECS Hospital Trias i Pujol AIE	España	50,0	50,0
AECS Hospital Bellvitge AIE	España	50,0	50,0
Central Térmica la Torrecilla, S.A.	España	50,0	50,0
Corporación Eólica de Zaragoza, S.L.	España	65,6	65,6
Montouto 2000, S.A.	España	49,0	49,0
Explotaciones Eólicas Sierra Utrera, S.L.	España	50,0	50,0
Enervent, S.A. (1)	España	26,0	26,0
Burgalesa de Generación Eólica, S.A. (1)	España	24,2	24,2
Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	España	100,0	100,0
Desarrollo Energías Renovables, S.A.	España	100,0	100,0
Desarrollo Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	50,0	50,0
Aplicaciones y Proyectos Energéticos, S.A.	España	100,0	100,0
Desarrollo Energías Renovables La Rioja, S.A.	España	36,3	36,3
Molinos del Cicados, S.A.	España	50,0	50,0
Molinos La Rioja, S.A.	España	33,3	33,3
Molinos de Linares, S.A.	España	25,0	25,0
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. ⁽¹⁾	España	20,0	20,0
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ⁽¹⁾	España	18,0	18,0
Boreas Eólica, S.A.	España	99,5	99,5
Boreas Eólica 2, S.A.	España	90,0	90,0
Molinos Valdebezana, S.A.	España	60,0	60,0
Los Castríos, S.A.	España	33,3	33,3
Sinia XXI, S.A.	España	100,0	100,0
Desarrollo del Cable, S.A.	España	100,0	100,0
Sagane, S.A.	España	100,0	100,0
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	España	100,0	100,0
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	España	100,0	100,0
Europe Maghreb Pipeline Limited (EMPL)	R. Unido	72,6	72,6
Metragaz, S.A.	Marruecos	72,3	72,3
Gas Natural Exploración, S.A.	España	100,0	100,0
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	España	50,0	50,0
Gas Natural BAN, S.A.	Argentina	50,4	70,0
Natural Servicios, S.A.	Argentina	79,3	79,3
Natural Energy, S.A.	Argentina	49,9	49,9
Invergas, S.A.	Argentina	72,0	72,0
Gas Natural SDG Argentina, S.A.	Argentina	72,0	72,0

Sociedad	País	% de participación total	% de derecho de voto
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	Brasil	54,2	54,2
Ceg Rio, S.A.	Brasil	59,6	59,6
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Brasil	100,0	100,0
Gas Natural Do Brasil, S.A.	Brasil	100,0	100,0
Gas Natural Serviços, S.A.	Brasil	100,0	100,0
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	59,1	59,1
Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP	Colombia	32,2	100,0
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Colombia	32,2	54,5
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Colombia	45,8	77,5
Comercializadora Metrogas.S.A. de C.V.	México	86,8	100,0
Gas Natural México, S.A. de C.V.	México	86,8	86,8
CH4 Energia, S.A. de C.V.	México	43,4	50,0
Transnatural SRL de México C.V.	México	43,4	50,0
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	México	86,8	100,0
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.	México	87,0	87,0
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V.	México	87,0	100,0
Administradora de Servicios de Energía, S.A. de C.V.	México	86,8	100
Ecoeléctrica L.P.	I. Bermudas	47,5	50,0
Gas Natural Puerto Rico Inc	Puerto Rico	100,0	100,0
Buenergía Gas & Power, Ltd.	I. Cayman	95,0	95,0
Ecoeléctrica Holdings, Ltd.	I. Cayman	47,5	50,0
Ecoeléctrica, Ltd.	I. Cayman	47,5	50,0
Gas Natural Vendita Italia S.p.a.	Italia	100,0	100,0
Smedigas, S.r.L.	Italia	100,0	100,0
Impianti Sicuri, S.r.L.	Italia	100,0	100,0
Nettis Gas Plus, S.p.A.	Italia	100,0	100,0
SCM Gas Plus, S.r.L.	Italia	100,0	100,0
GEA, S.p.A.	Italia	100,0	100,0
Congas, S.p.A.	Italia	100,0	100,0
Smedigas, S.p.A.	Italia	100,0	100,0
Nettis Gestioni, S.r.L.	Italia	100,0	100,0
SCM, S.r.L.	Italia	100,0	100,0
Aragas, S.p.A.	Italia	90,0	90,0
Normanna Gas, S.p.A.	Italia	90,0	90,0
Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.	Italia	100,0	100,0
Gas Fondaria, S.p.A.	Italia	90,0	90,0
Gas Natural Servizi e Logistica, S.p.A.	Italia	100,0	100,0
Nettis Impianti, S.p.A.	Italia	100,0	100,0
Gas S.p.A.	Italia	90,0	90,0
GN Rigassificazione Italia S.p.A.	Italia	100,0	100,0
Energy Way LDA	Portugal	100,0	100,0
Kromschroeder, S.A. (1)	España	42,5	42,5
Portal Gas Natural, S.A.	España	100,0	100,0
Gas Natural Finance, B.V.	Holanda	100,0	100,0
Gas Natural Soluciones, S.L.	España	100,0	100,0
Portal del Instalador, S.A.	España	75,0	75,0
Gas Natural International, Limited	Irlanda	100,0	100,0
Serviconfort Colombia, S.A.	Colombia	100,0	100,0
Gas Natural Commercialisation France, S.p.a.S.	Francia	100,0	100,0
UTE Dalkia-GN Servicios	España	50,0	50,0
Iradia Climatización AIE	España	100,0	100,0
Gas Natural Informática, S.A.	España	100,0	100,0
Torre Marenstrum, S.L. (1)	España	45,0	45,0
Invergas Puerto Rico, S.A.	España	100,0	100,0
La Propagadora del Gas, S.A.	España	100,0	100,0
Holding Gas Natural, S.A.	España	100,0	100,0
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	100,0	100,0
Natural RE, S.A.	Luxemburgo	100,0	100,0
Gas Natural Capital Markets, S.A.	España	100,0	100,0

(1) Consolidan mediante el método por puesta en equivalencia.

Las principales variaciones del perímetro de consolidación en el ejercicio 2005 respecto al ejercicio anterior son:

(i) En el mes de abril se adquirió el Grupo Dersa que incluye las siguientes sociedades:

- Aplicaciones y Proyectos Energéticos, S.A. (que consolida por integración global);
- Boreas Eólica, S.A. (que consolida por integración global);

- Boreas Eólicas 2, S.A. (que consolida por integración global);
 - Molinos Valdebezana, S.A. (que consolida por integración global);
 - Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A. (que consolida por integración global);
 - Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A. (que consolida por integración proporcional);
 - Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A. (que consolida por integración proporcional);
 - Molinos del Cidacos, S.A. (que consolida por integración proporcional);
 - Molinos de La Rioja, S.A. (que consolida por integración proporcional);
 - Los Castríos, S.A. (que consolida por integración proporcional);
 - Molino de Linares, S.A. (que consolida por integración proporcional);
 - Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (que consolida por puesta en equivalencia); y
 - Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (que consolida por puesta en equivalencia).
- (ii) En el mes de mayo, se adquirió la sociedad portuguesa Energy Way Lda (que consolida por integración global).
- (iii) En el mes de junio se adquiere, por una parte, el 36,8% de la sociedad Portal Gas Natural, S.A. alcanzando el 100%, y por otra parte, se adquiere el 2,4% de la sociedad Cez, S.L. alcanzando el 68%.
- (iv) En el mes de julio se formaliza por importe de 13,2 millones de euros la venta a Petrobras del 12,41% de Ceg Rio, S.A., quedando una participación del 59,6% que consolida por integración global.
- (v) En el mes de julio se adquiere el 4,24% de la sociedad Burgalesa de Generación Eólica, S.A. alcanzando el 24,2% de participación accionarial (que consolida por puesta en equivalencia). Igualmente, en este mismo mes, se incorporan al perímetro de consolidación las siguientes sociedades: Natural RE, S.A. y Gas Natural Capital Markets, S.A.
- (vi) En el mes de agosto de 2005, se constituyó la sociedad Repsol YPF–Gas Natural LNG, S.L., una sociedad mixta destinada a la comercialización mayorista y transporte de GNL, participada en un 50% por Repsol YPF y el otro 50% por Gas Natural.
- (vii) Hasta el mes de octubre de 2005, se ha enajenado el 10,8% de la participación de Enagas, S.A., pasando el porcentaje de participación en dicha sociedad, a 31 de diciembre de 2005, al 12,79%. Como consecuencia de dichas enajenaciones, desde el mes de octubre, se deja de aplicar el método de la participación a la inversión de Gas Natural en el capital social de Enagas, reclasificando dicha participación a activos financieros disponibles para la venta.

(viii) Con fecha 30 de septiembre de 2005 el Consejo de Administración de Gas Natural, al amparo de la delegación otorgada por la Junta General de accionistas de Gas Natural, llevó a cabo la segregación de las actividades de distribución y transporte de Gas Natural mediante el traspaso en bloque de las mismas a sus filiales Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L., respectivamente. En el apartado 6.1.1 del presente Capítulo VI se describe con mayor detalle la separación de dichas actividades.

Salvo por lo que se refiere a las operaciones descritas en los anteriores puntos (i), (iv) y (vii), las inversiones y desinversiones antes expuestas no tienen un importe relevante, ni producen un efecto significativo sobre los resultados del Grupo Gas Natural.

8 PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

8.1 Información relativa a todo inmovilizado material tangible existente o previsto, incluidas las propiedades arrendadas, y cualquier gravamen importante al efecto

El saldo del inmovilizado material durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004 es el que se muestra a continuación (en millones de euros):

	2004	2003	2002
Coste			
Terrenos y construcciones	197,3	157,3	212,7
Instalaciones técnicas y maquinaria	7.778,3	6.677,5	6.002,2
Otro inmovilizado	161,5	119,4	110,5
Anticipos e inmovilizado material en curso	850,7	408,8	159,6
Total coste	8.987,8	7.363,0	6.485,0
Provisiones de inmovilizado material	(8,2)	(3,5)	(3,8)
Amortización acumulada			
Construcciones	(68,1)	(44,6)	(42,8)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(2.589,4)	(2.084,3)	(1.806,1)
Otro inmovilizado	(100,4)	(78,4)	(71,5)
Total amortización acumulada y provisiones	(2.766,1)	(2.210,8)	(1.924,2)
Inmovilizado material neto	6.221,7	5.152,2	4.560,8

* Conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA").

A la fecha del presente Folleto, no existen cargas o gravámenes sobre ninguno de los bienes que integran el inmovilizado material al que se hace referencia en la presente sección.

Terrenos y construcciones

En el epígrafe terrenos y construcciones se incluyen básicamente locales administrativos y comerciales de acuerdo con el siguiente detalle:

País	2004	2003	2002
España	135,7	128,3	168,1
Latinoamérica	55,2	28,6	44,7
Italia	6,4	0,4	-
Total	197,3	157,3	212,8

* En millones de euros.

El descenso del inmovilizado material en terrenos y construcciones del ejercicio 2003 respecto del ejercicio 2002 se debe principalmente a la venta de un terreno en Sant Adrià del Besós (Barcelona) y de la actual sede social del Grupo de Gas Natural en Avenida de Portal de l'Àngel en Barcelona.

Las variaciones del inmovilizado material en terrenos y construcciones del ejercicio 2004 respecto del ejercicio 2003 corresponden principalmente a la adquisición en España de terrenos para la ubicación de los próximos proyectos de ciclos combinados, las variaciones en Latinoamérica por razón del cambio de método de consolidación de las sociedades Ceg, S.A. y Ceg Río, S.A. en Brasil (que pasan a consolidarse de integración proporcional a integración global) y la adquisición de sociedades en Italia en el ejercicio 2004, lo cual hace que se incluya el edificio de la antigua sede del Grupo Nettis en la ciudad de Bari.

Instalaciones técnicas y maquinaria

En el epígrafe de instalaciones técnicas y maquinaria se incluyen básicamente los siguientes activos (cifras en millones de euros):

	2004	2003	2002
Instalaciones distribución de gas	6.928,7	5.827,5	5.469,2
España	5.183,4	4.844,8	4.475,8
Latinoamérica	1.246,3	982,7	993,4
Italia	499,0	-	-
Instalaciones de electricidad ⁽¹⁾	665,4	678,7	379,9
España	411,4	389,4	379,9
Puerto Rico	254,0	289,3	-
Fibra óptica	115,0	113,2	108,3
Otros activos en España	69,2	58,1	44,8
Total	7.778,3	6.677,5	6.002,2

⁽¹⁾ Actualmente Gas Natural tiene operativas las instalaciones de generación eléctrica con ciclos combinados de Sant Adrià de Besòs (Barcelona), de San Roque (Cádiz) y Arrúbal (La Rioja).

El incremento del importe de las instalaciones de distribución de gas en los ejercicios 2004 y 2003 se debe básicamente a las inversiones realizadas por las sociedades distribuidoras de gas en España y Latinoamérica y a las variaciones de los tipos de cambio en relación con las monedas en las que se contabiliza dicha inversión en Latinoamérica, así como a la adquisición de sociedades distribuidoras en Brasil e Italia por lo que se refiere al ejercicio 2004.

En cuanto a las instalaciones eléctricas, las variaciones del ejercicio 2003 respecto del ejercicio 2002 se deben principalmente a que el ejercicio 2003 incluye en España las plantas de ciclo combinado de San Roque y Besós y que tiene lugar la consolidación por integración global de las sociedades UTE La Energía-S.p.A y la AECS Hospital Tria i Pujol, así como la integración del negocio de Puerto Rico al perímetro de consolidación. Respecto del ejercicio 2004, se incorporan activos eléctricos a través de sociedades eólicas del Grupo Sinia XXI.

Respecto de otros activos en España, se incluyen las instalaciones para la actividad de gestión energética y el gas adquirido durante los años 2003 y 2004 como gas colchón en los almacenamientos subterráneos.

Anticipos e inmovilizado material en curso

En el epígrafe de anticipos e inmovilizado material en curso se incluye básicamente las inversiones ligadas a los ciclos combinados en construcción. En el ejercicio 2002 se incluyen las inversiones en los ciclos combinados de Arrúbal, en el ejercicio 2003 los ciclos en curso son Arrúbal y Cartagena, y en el ejercicio 2004 se incluyen los ciclos en curso en Arrúbal y Cartagena y otros activos de las sociedades eólicas adquiridas a través de Sinia XXI

La siguiente tabla muestra el desglose del inmovilizado material por líneas de actividad a 31 de octubre de 2005 y 31 de diciembre de 2004.

<i>Cifras en millones de euros</i> ⁽¹⁾	31/10/2005	31/12/2004
Distribución de gas	5.030	4.695
España	3.390	3.349
Latinoamérica	1.264	994
Italia	376	352
Electricidad	1.828	1.295
España	1.593	1.077
Puerto Rico	235	218
Up + Midstream ⁽¹⁾⁽²⁾	328	386
Mayorista & Minorista	65	58
Resto	79	87
Total inmovilizado material	7.330	6.521

⁽¹⁾ Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

⁽²⁾ A cierre de diciembre de 2004, los derechos adquiridos por contratos de arrendamiento financiero a largo plazo (en particular, dos buques metaneros) se registran en el inmovilizado inmaterial por el valor actual de los pagos futuros más la opción de compra del bien y se amortizan linealmente atendiendo a su vida útil. Por adaptación a las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") se ha reclasificado el importe recogido en el inmovilizado inmaterial a inmovilizado material, y los gastos por intereses diferidos de gastos a distribuir a menor deuda a largo plazo por arrendamientos financieros.

La siguiente tabla muestra el desglose del inmovilizado material a 31 de octubre de 2005.

	Terrenos y construcciones	Buques en régimen de arrendamiento financiero	Instalaciones gas	Ciclo combinado	Parques de generación eólica	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	Total
A 31 de diciembre de 2004								
Coste bruto	194	352	6.921	567	36	411	831	9.312
Fondo de amortización	(68)	(15)	(2.439)	(81)	(4)	(184)	-	(2.791)
Valor neto contable	126	337	4.482	486	32	227	831	6.521
Valor neto contable a 1 de enero de 2005	126	337	4.482	486	32	227	831	6.521
Diferencias de conversión	5	-	156	18	-	17	29	225
Combinaciones de negocio	-	-	-	-	147	-	23	170
Inversión	3	-	323	8	6	23	484	847
Desinversión	(1)	-	(1)	-	-	(4)	(1)	(7)
Reclasificaciones y otros	3	-	38	393	19	(20)	(512)	(79)
Dotación a la amortización	(5)	(10)	(269)	(32)	(4)	(27)	-	(347)
Valor neto contable a 31 de octubre de 2005	131	327	4.729	873	200	216	854	7.330
A 31 de octubre de 2005								
Coste bruto	211	352	7.495	985	212	454	854	10.563
Fondo de amortización	(80)	(25)	(2.766)	(112)	(12)	(238)	-	(3.233)
Valor neto contable	131	327	4.729	873	200	216	854	7.330

En caso de tener resultado positivo la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, tras la consumación de la Oferta, y todo ello sin perjuicio de lo que dispongan las aprobaciones, autorizaciones y permisos pertinentes, Gas Natural adquirirá nuevos activos e igualmente llevaría a cabo determinadas desinversiones en su inmovilizado material.

Asimismo existe un buque metanero con una capacidad de 138.000 metros cúbicos que actualmente se encuentra en construcción y que estará en régimen de arrendamiento financiero. Se estima que este nuevo buque estará operativo en el mes de diciembre de 2007.

Política de seguros

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

Asimismo cabe destacar que Gas Natural tiene su propia compañía de reaseguros, Natural Re. Dicha compañía, que está totalmente integrada en la gestión de riesgos de Gas Natural, es utilizada como vehículo para centralizar globalmente la cobertura de los riesgos del Grupo. De esta manera, Natural Re permite a Gas Natural implementar efectivamente el programa de gestión de riesgos, todo ello sin perjuicio de las modificaciones que tienen lugar en la regulación de los distintos países en los que opera.

Asimismo, tal y como se explica en el apartado 19 del presente Capítulo VI, Gaviota Re., empresa participada al 100% por el Grupo Repsol y Gas Natural, ha participado como reasegurador del programa de seguros de Gas Natural.

8.2 Descripción de cualquier aspecto medioambiental que pueda afectar al uso por el emisor del inmovilizado material tangible

A partir del año 2002 ha tenido lugar la incorporación al ordenamiento jurídico español de una serie de directivas comunitarias que pueden afectar a la actividad de Gas Natural. Entre dichas directivas cabe destacar la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión (Directiva 2003/87/CE) y las Directivas de Control Integrado de la Contaminación y Limitación de Emisiones de Grandes Instalaciones de Combustión (Directivas 96/61 y 2001/80/CE).

En cuanto a la Directiva 2003/87/CE, el Real Decreto Ley 5/2004, de 27 de agosto, regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y ha sido modificado por la Ley 1/2005, de 9 de marzo. Por otra parte, el Real Decreto 1866/2004, ha aprobado el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, habiendo aprobado el Consejo de Ministros, a principios de 2005, la asignación final de derechos individualizada.

La Ley 16/2002 ha incorporado a nuestro ordenamiento jurídico la Directiva 96/61, si bien la citada Ley está pendiente de desarrollo reglamentario. La Directiva 2001/80/CE ha sido transpuesta por el Real Decreto 430/2004, que establece determinadas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y fija ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinерías de petróleo.

En virtud del citado Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, Gas Natural tiene asignados 14.119.166 derechos de emisión para el período 2005-2007 (correspondiendo 1 derecho a 1 tonelada de CO₂). Además, dado que la operación de las centrales de ciclo combinado de Gas Natural está en la actualidad en línea con los derechos asignados, la posición de cobertura aconseja registrar en el activo los derechos de emisión recibidos gratuitamente y en el pasivo la deuda por las emisiones que se cancelará con los derechos emitidos, ambos a valor cero, no existiendo ningún impacto en los resultados.

Aunque, hasta la presente fecha, Gas Natural no ha participado ni como comprador ni como vendedor en el mercado de derechos de emisión, Gas Natural podría tener que comprar derechos de emisión en el mercado en el caso de que sus emisiones de CO₂ sean superiores a los derechos de emisión que le han sido asignados.

9. ESTUDIO Y PERSPECTIVAS OPERATIVAS Y FINANCIERAS

9.1 Situación financiera

En la medida en que no figure en otra parte del presente Folleto, describir la situación financiera del emisor, los cambios de esa situación financiera y los resultados de las operaciones para cada año y para el periodo intermedio, del que se requiere información financiera histórica, incluidas las causas de los cambios importantes de un año a otro de la información financiera, de manera suficiente para tener una visión de conjunto de la actividad de emisor

Véase mayor detalle en los apartados 10 y 20.1. siguientes del presente Capítulo VI.

Principales ratios financieros

	NIIF		PGCA	
	31/10/2005	2004	2003	2002
ROACE (%) ⁽¹⁾	12,50	13,4	14,0	13,1
ROE (%)	14,00	14,2	13,7	21,0
Endeudamiento (x)	37,40	34,4	29,3	28,0
EBITDA/Resultado financiero neto (x)	6,5	9,9	14,5	13,4
Deuda neta/EBITDA (x)	2,7	1,9	1,6	1,2
PER (x)	14,6	16,1	14,6	10,0
EV/EBITDA (x)	9,2	9,4	8,5	7,1

⁽¹⁾ El capital empleado no incluye el inmovilizado en curso y se retraen las subvenciones de capital.

El endeudamiento neto del Grupo, a 31 de diciembre de 2004, ascendió a 2.573,6 millones de euros, situando el ratio de endeudamiento en el 34,4%, frente al 29,3% al cierre del ejercicio anterior.

Durante el ejercicio 2004, el endeudamiento neto se incrementó en 704,4 millones de euros debido fundamentalmente al esfuerzo inversor del Grupo y, en particular, a las inversiones financieras realizadas para la adquisición de determinadas participaciones en sociedades, así como a la incorporación de dichas participaciones en el perímetro de consolidación del Grupo y, por tanto, de la deuda neta de dichas sociedades

Política de provisiones

Por último, la siguiente tabla desglosa en millones de euros las provisiones realizadas por Gas Natural durante el periodo analizado.

En millones de euros	Saldo	Saldo	Saldo	Saldo	Variación
	31/10/2005	31/12/2004	31/12/2004	31/12/2003	12/2004 y 12/2003
	NIIF	NIIF	PCGA	PCGA	
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	82	73	17	-	-
Provisiones para adecuación de plantilla	6	15	15	28	(46,4)
Provisiones por responsabilidades	288	200	233	203	14,7
Total	376	288	265	231	14,8

* Años 2002-2004: conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Diez primeros meses del 2005 y el ejercicio 2004 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

9.2 Resultados de Explotación

9.2.1 Información relativa a factores significativos, incluidos los acontecimientos inusuales o infrecuentes o los nuevos avances, que afecten de manera

importante a los ingresos del emisor por operaciones, indicando en qué medida han resultado afectados los ingresos

A continuación se exponen los factores que afectan de un modo más significativo a los resultados de explotación de Gas Natural en el desarrollo de sus distintas líneas de actividad.

(i) Marco Regulatorio

El negocio de distribución de gas natural, que representó el 80,5% de los beneficios de explotación durante los diez primeros meses del ejercicio 2005, es una actividad regulada en todos los países en los que Gas Natural opera. Los ingresos y la rentabilidad de la actividad de distribución de Gas Natural están, en una medida significativa, determinados por las tarifas, peajes y cánones fijados periódicamente por la autoridad gubernamental de cada país. En el caso de España, que representó el 71,2% de los beneficios de explotación de la actividad de distribución de Gas Natural durante los diez primeros meses de 2005, el sistema de cálculo de las tarifas, peajes y tasas establecida en 2002 está diseñado para remunerar y asegurar la recuperación de la inversión realizada en la red de gasoductos así como de todos los costes necesarios para llevar a cabo las actividades de distribución. Las tarifas de distribución en España se actualizaron siguiendo el citado sistema de cálculo, incrementándose en un 7,4% en los diez meses primeros de 2005 con respecto al mismo periodo del ejercicio 2004, en un 5,8% en 2004 con respecto al ejercicio 2003, y en un 8% en 2003 con respecto al ejercicio 2002.

Asimismo, el marco regulatorio lleva asociado un impacto significativo en las actividades de electricidad y ventas mayoristas y minoristas de Gas Natural. Aunque los precios respecto de las actividades de electricidad, ventas mayoristas y minoristas se han liberalizado en España, las tarifas reguladas de gas y electricidad siguen teniendo una influencia significativa en segmentos importantes de estos mercados, y, en consecuencia, en los márgenes y rentabilidad de Gas Natural. Los cambios en el marco regulatorio vigente y las decisiones del órgano regulador pueden tener un impacto significativo en los resultados de explotación de Gas Natural.

(ii) Precios del crudo y de gas natural

Los cambios en los precios de referencia internacionales del crudo, sus derivados y del gas natural afectan de forma significativa a los ingresos de Gas Natural. El precio de referencia del barril de crudo Brent alcanzó una media de 54,81 dólares en los primeros diez meses de 2005, de 38,08 dólares en 2004, de 28,53 dólares en 2003 y de 25,07 dólares en 2002. La evolución de la situación política a nivel mundial, en especial en Oriente Medio, el resultado de las reuniones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, así como conflictos significativos como el de Irak, pueden afectar especialmente al suministro de crudo y a los precios del petróleo. La volatilidad del crudo y de sus derivados afecta a los resultados de explotación de Gas Natural, debido a la práctica común en el sector de indexar los contratos de compraventa de gas natural a los precios de referencia del crudo.

Por millón de BTUs (*“British Thermal Unit”*, o unidad de energía calorífica), los precios de 8,35 dólares en los diez primeros meses de 2005, 6,18 dólares en 2004, 5,48 dólares en 2003 y 3,36 dólares en 2002. A pesar de que una subida en los precios del gas natural lleva asociado un aumento de los ingresos de Gas Natural, tal subida podría tener un impacto negativo sobre los resultados de explotación de Gas Natural debido a que no siempre es capaz de repercutir de forma completa el precio del gas natural a los clientes o, en el mercado regulado, traspasar las subidas a tiempo real.

Las subidas del precio del gas natural pueden tener también un efecto negativo sobre los resultados de explotación ligados a la actividad de electricidad. El aumento del coste de generación eléctrica o de productos vendidos, junto a las subidas del gas natural, puede no resultar compensado, total o parcialmente, por un aumento correlativo del precio de la electricidad en el mercado mayorista español.

(iii) Tipos de cambio

Los ingresos y rentabilidad de Gas Natural están, en una medida significativa, denominados en moneda distinta al euro, la moneda en que Gas Natural elabora sus estados financieros. Con fecha 31 de octubre de 2005, el 24,08% del importe neto de la cifra de negocios del Grupo Gas Natural y el 25,75% de los activos de explotación del Grupo Gas Natural está atribuido a sociedades filiales del Grupo que operan con monedas distintas al euro. En consecuencia, las fluctuaciones en los tipos de cambio entre el euro y las monedas locales de los mercados en los que Gas Natural opera, en particular el dólar americano, el peso argentino, el real brasileño, el peso colombiano, el peso mexicano y el dirham marroquí, así como las fluctuaciones en los tipos de cambio entre el euro y el dólar americano, moneda en la que están denominadas y al que se indexan las obligaciones de compra de gas, afectan al importe de la cifra neta de negocios consolidada de las operaciones del Grupo Gas Natural registrado en euros.

(iv) Estacionalidad

La demanda de gas natural tiene un carácter estacional. Normalmente las operaciones de suministro y comercialización de gas en Europa experimentan una demanda superior durante los meses más fríos de octubre a marzo, y una demanda inferior durante los meses más cálidos de abril a septiembre. Esta estacionalidad es compensada en parte con la creciente demanda de gas natural para uso industrial, que normalmente es más estable en términos interanuales, y por la generación de electricidad durante los meses más cálidos. Como resultado de estos patrones estacionales, los resultados y beneficios de explotación de Gas Natural son más altos en el primer y cuarto trimestre, y más bajos durante el segundo y tercer trimestre. Por el contrario, la demanda de electricidad tiende a ser más alta durante los meses de verano en España, en especial en julio y agosto, y por consiguiente los ingresos y resultados de explotación relativos a la actividad de electricidad son más altos durante el verano.

Asimismo, cabe destacar que los resultados de explotación también dependen del nivel de precipitaciones en España. En los años en que las precipitaciones medias descendieron significativamente en España, como en 2004 y 2005, las plantas de generación de electricidad de ciclo combinado aumentaron su actividad para compensar la caída de productividad de la generación hidroeléctrica, de ello se deriva un aumento en la demanda de gas así como unos precios más altos de la electricidad en el mercado mayorista.

(v) Tendencias

Impacto de la liberalización del mercado español del gas

La liberalización del mercado del gas natural en España ha tenido como resultado la migración de consumidores del mercado regulado al mercado liberalizado, así como una pérdida de cuota de mercado en las actividades de comercialización de gas.

Desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores de gas natural pueden elegir entre continuar en el mercado regulado, comprando gas natural a su distribuidor local, o cambiar al mercado liberalizado y comprar gas natural a cualquier comercializador. Esta estructura de mercado ha tenido como resultado un traspaso significativo de las

ventas de gas de los distribuidores de gas a los comercializadores. Según la Asociación Española del Gas (Sedigas), el porcentaje de ventas de gas natural en el mercado regulado español con respecto al total de ventas de gas natural en España descendió de un 29,4% en 2003 a un 19,9% en 2004. Según Sedigas, las ventas de gas natural en el mercado regulado español alcanzaron los 63.846 GWh en 2004, frente a los 80.965 en 2003, mientras que las ventas de gas natural en el mercado liberalizado español alcanzaron los 255.647 GWh en 2004, frente los 194.451 GWh en 2003. Debido a la intensa competencia en el mercado liberalizado español de gas, la cuota de mercado de Gas Natural se ha reducido al 54% en el año 2004 con respecto al 58,1% en 2003, según la Comisión Nacional de Energía. En los diez primeros meses del año 2005, esta cuota se ha reducido hasta el 47,8%. Sin embargo, la cuota del mercado de Gas Natural en el mercado regulado español, según la Comisión Nacional de Energía, se ha mantenido relativamente estable en un 82% en 2004 frente a un 79% en 2003, debido a la extensa red de gasoductos de Gas Natural. En los diez primeros meses del año 2005, dicha cuota de mercado es del 80%.

Incremento en el volumen de gas natural en España

La demanda de gas natural ha crecido en España en 2004 y 2003, debido principalmente al aumento de capacidad de generación de electricidad de las centrales de ciclo combinado, a la expansión de la red de gasoductos de gas natural, así como al crecimiento económico general. Según Sedigas, la demanda de gas natural ha crecido de 242.988 GWh en 2002 a 275.416 GWh en 2003, y a 319.493 GWh en 2004. Asimismo, según Sedigas, la demanda de gas natural de las centrales de ciclo combinado aumentó de 27.375 GWh en 2002 a 40.045 GWh en 2003 y a 66.093 GWh en 2004. El incremento en la demanda de gas natural para suministrar a las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado se puede atribuir, en cierta medida, a la persistente sequía que España ha sufrido en 2004 y en 2005, que redujo la generación hidroeléctrica. Estos aumentos de la demanda de gas natural se han producido a pesar de unos precios sensiblemente más altos.

Mayor crecimiento en Latinoamérica.

Los beneficios de explotación de las actividades de distribución de Gas Natural en Latinoamérica han crecido a ritmos proporcionalmente superiores a los correspondientes a los beneficios de explotación de las actividades de distribución en España. Los beneficios de explotación por actividades de distribución en Latinoamérica aumentaron un 40,63% en los diez primeros meses de 2005, en comparación con el mismo periodo de 2004, en un 101,5% en 2004 en relación con 2003, y en un 29,9% en 2003 en relación con 2002. Los beneficios de explotación por actividades de distribución en España han crecido en un 15,2% en los diez primeros meses de 2005 en comparación con el mismo periodo de 2004, y en un 11,0% en 2004; asimismo se redujeron en un 0,1% en 2002.

Tal incremento proporcionalmente superior en los beneficios de explotación en Latinoamérica se debe fundamentalmente a dos factores. En primer lugar al aumento de la participación de Gas Natural en sus filiales brasileñas en Río de Janeiro, que supuso el 2,5% del aumento de los beneficios de explotación en los diez primeros meses de 2005, y el 3,18% del aumento de los beneficios de explotación en el ejercicio 2004. En segundo lugar dicho incremento es debido a una expansión más rápida de las actividades de distribución en Latinoamérica como consecuencia de la mayor penetración del gas natural, así como a la rápida expansión de la red de distribución además de un incremento del número de clientes. No obstante cabe destacar que durante los últimos años el incremento ha sido parcialmente compensado por la depreciación de las monedas latinoamericanas frente al euro.

Mayor contribución de la actividad de electricidad

La contribución de las actividades vinculadas con la electricidad en los resultados de explotación de Gas Natural ha crecido como consecuencia de un incremento en la potencia instalada o capacidad de generación eléctrica y en el número de clientes de electricidad. La capacidad de generación eléctrica total atribuible al final de cada periodo ha sido de 2.173 MW en los diez primeros meses del 2005, de 1.145 MW en 2004, de 1.086 MW en 2003 y de 806 MW en 2002. Las actividades de comercialización de electricidad al final de cada ejercicio representaron aproximadamente 475.000 clientes residenciales en los diez primeros meses de 2005, 200.000 clientes en 2004 y 8.500 clientes residenciales en 2003. Cabe destacar que en el ejercicio 2002 Gas Natural no tenía clientes residenciales. El beneficio de explotación relativo a la actividad de electricidad supuso el 10,1% del beneficio de explotación consolidado del Grupo correspondiente a los diez primeros meses de 2005, el 7,6% en el ejercicio 2004 y el 5,4% en el ejercicio 2003, tras haber registrado una pérdida del 1,2% en el ejercicio 2002.

Impacto de Enagas

Enagas ha contribuido de forma significativa a los resultados de Gas Natural así como a su situación financiera durante los años 2002, 2003 y 2004. La venta de acciones de Enagas ha servido de fuente de liquidez. En 2002, Gas Natural vendió un 59,1% de su participación en Enagas por 917,1 millones de euros, lo cual representó una plusvalía de 402,9 millones de euros. En 2003, Gas Natural vendió un 2,3% de su participación en Enagas por 38,8 millones de euros, lo que representó una plusvalía de 17,3 millones de euros. En 2004, Gas Natural vendió un 12,5% de su participación en Enagas por 292,4 millones de euros, lo que supuso una plusvalía de 163,3 millones de euros. En los diez primeros meses de 2005, Gas Natural ha vendido un 10,8% de su participación en Enagas por 338,7 millones de euros, lo que ha supuesto una plusvalía de 222,2 millones de euros. Como consecuencia de todas las anteriores desinversiones, a partir del mes de octubre de 2005, se ha dejado de aplicar el método de la participación a la inversión de Gas Natural en el capital social de Enagas. Con fecha 31 de diciembre de 2005, la participación de Gas Natural en Enagas se ha reducido a un 12,79%. En la medida en que Gas Natural continúa reduciendo su participación en Enagas para cumplir con el umbral de participación máxima del 5%, Enagas, dejará de ser una fuente de liquidez para Gas Natural, y su contribución a los ingresos netos de Gas Natural disminuirá notablemente. Adicionalmente, el 3 de febrero de 2006 fue notificado a Gas Natural el Acuerdo del Consejo de Ministros de igual fecha, que subordinaba a la observancia de determinadas condiciones la operación, entre las que se encuentra una limitación de la participación de Gas Natural en Enagás al 1%.

(vi) Factores que afectan a la comparabilidad entre los resultados de explotación históricos y futuros y a la situación financiera

La comparabilidad entre los estados financieros correspondientes a los diez primeros meses de 2005 y a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002 queda limitada por los siguientes factores:

- **Distribución.** Mientras las actividades en España han experimentado un crecimiento orgánico relativamente constante durante los años 2002, 2003 y 2004, en la actividad de distribución fuera de España se han llevado a cabo adquisiciones significativas en Brasil y en Italia. En julio de 2004, Gas Natural adquirió una participación del 25,4% en su filial de distribución de Río de Janeiro (Ceg, S.A.) por 92,3 millones de euros, aumentando así la participación del 28,8% al 54,2%. En el mismo año, Gas Natural adquirió una participación del 33,8% en su filial de distribución del estado de Río de Janeiro (Ceg Rio, S.A.) por

36,6 millones de euros, incrementando así su participación del 38,2% al 72,0%. El grupo estatal brasileño Petrobras ejerció un derecho de tanteo para la compra de un 12,4% en el mes de julio 2005, reduciendo Gas Natural su participación en dicha sociedad a un 59,6%. Desde una perspectiva financiera el aumento de la participación en sus filiales de distribución brasileñas por encima del 50% provocó un cambio en el método de consolidación, pasando de consolidar por integración proporcional a integración global. Desde el 1 de julio de 2004, los resultados de explotación de las filiales brasileñas son consolidados por integración global. Cabe destacar asimismo que en 2004 Gas Natural comenzó sus actividades de distribución en Italia a través de la adquisición de tres grupos de distribución por 287 millones de euros.

- *Electricidad.* En octubre de 2003, Gas Natural adquirió una participación del 47,5% en una planta de ciclo combinado de 540 MW en Puerto Rico. Tras esta operación Gas Natural inició sus actividades en Puerto Rico. En el primer trimestre de 2005, en relación con la actividad de electricidad, se completó la construcción de una planta de ciclo combinado de 800 MW en Arrúbal, España. En abril de 2005 Gas Natural adquirió DERSA por 272 millones de euros. DERSA es una operadora de parques eólicos con una capacidad atribuida de generación de electricidad de 232 MW, a 31 de octubre de 2005.
- *Enagas.* El nuevo marco regulatorio, que tiene por objeto liberalizar el mercado de gas natural en España, limita al 5% la participación de cualquier sociedad en Enagas. En cumplimiento de dicha regulación, la participación de Gas Natural en Enagas a 31 de diciembre de 2006 no podrá superar el 5%. Gas Natural ha vendido y continuará vendiendo sus acciones en Enagas en cumplimiento de dicha legislación. En julio de 2002, Gas Natural redujo su participación en Enagas en un 59,1%, del 100,0% al 40,9%. Tras esta venta, Enagas dejó de ser una filial consolidada para el Grupo. En 2003, Gas Natural redujo su participación en Enagas del 40,9% al 38,6%. En 2004, Gas Natural redujo su participación en Enagas del 38,6% al 26,1%. Durante el ejercicio 2005 y hasta el día 31 de diciembre de dicho año, Gas Natural redujo su participación en Enagas del 26,1% al 12,79%. Mientras Gas Natural continúa reduciendo su participación en Enagas para cumplir con el umbral máximo del 5% fijado por la legislación vigente, la contribución de Enagas al resultado neto de Gas Natural se reducirá significativamente. Adicionalmente, el 3 de febrero de 2006 fue notificado a Gas Natural el Acuerdo del Consejo de Ministros de igual fecha, que subordinaba a la observancia de determinadas condiciones la operación, entre las que se encuentra una limitación de la participación de Gas Natural en Enagás al 1%.
- *Transición a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).* Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2004, Gas Natural ha formulado sus estados financieros según los Principios Contables Generalmente Aceptados en España (“PCGA”). Bajo la normativa aplicable en la Unión Europea, para los ejercicios que finalicen a partir del 1 de enero de 2005, las sociedades cotizadas de la Unión Europea están obligadas a aplicar las NIIF al formular sus estados contables consolidados. La aplicación de estos estándares a los estados contables consolidados de Gas Natural ha tenido como resultado un cambio en la presentación de su información financiera. Los estados contables consolidados formulados según las NIIF reflejarán diferencias de clasificación entre los PCGA y las NIIF, e incluirán revelaciones adicionales que se exigen en las NIIF. Además cabe destacar que habrá un cambio en la valoración de ciertos activos y pasivos. Gas Natural ha llevado a cabo un análisis preliminar sobre el impacto de la adopción de las NIIF, en su situación financiera y cuentas de resultados. Igualmente se hace constar que en el presente Folleto se adjuntan como **Anexo 5**

los estados financieros correspondientes al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005 elaborados de acuerdo a lo expresado en la NIC 34. Tal y como se hace constar en dichos estados financieros intermedios, estos han sido elaborados con arreglo a los estándares e interpretaciones del Comité de Interpretaciones de NIIF (CINIIF), adoptados por la Unión Europea y aplicables en la fecha de preparación y elaboración de dicha información financiera (en el mes de diciembre de 2005).

A continuación se detallan los principales parámetros de la cifra de negocios y de aprovisionamiento que deben ser considerados en la evolución de los resultados de explotación del Grupo Gas Natural:

Cifra de negocios. Las principales magnitudes de la cifra de negocios para cada una de las líneas de actividad de Gas Natural son las siguientes:

- *Distribución.* La distribución engloba la actividad de distribución de gas regulada, concretamente:
 - (i) Servicios de acceso a terceros a la red: Gas Natural cobra peajes y cánones por la distribución de gas a través de su red de gasoductos. Los peajes y cánones tienen carácter regulado y son establecidos principalmente con arreglo a la presión de suministro y al tipo de cliente final suministrado a través de la red de gasoductos de Gas Natural; y
 - (ii) Distribución y comercialización de gas a tarifa: Gas Natural vende gas a tarifa a clientes regulados en España, Latinoamérica e Italia. Tienen la consideración de clientes regulados aquellos que pertenezcan a una jurisdicción en la que el mercado de gas natural no esté liberalizado, como en Latinoamérica, así como aquellos otros clientes que, aun a pesar de la liberalización del mercado, optan por permanecer en el mercado regulado.
- *Electricidad.* La electricidad engloba las actividades de generación de electricidad en España y Puerto Rico, así como las actividades de comercialización de electricidad a clientes en el mercado liberalizado en España.
- *Upstream y midstream.* Engloba el transporte marítimo de GNL, así como la explotación del gasoducto del Magreb-Europa y el desarrollo de proyectos integrados de GNL.
- *Mayorista y Minorista.* Engloba las ventas (mayoristas y minoristas) de gas natural en el mercado liberalizado, así como aquéllas realizadas a Enagas y a clientes industriales internacionales. Asimismo Gas Natural ofrece productos y servicios relacionados con el gas en España.
- *Otros.* Esta categoría incluye las actividades referentes al negocio de cables de fibra óptica, así como los servicios de información, tecnología y otros servicios corporativos de apoyo al Grupo.

Aprovisionamientos. Las principales magnitudes de los aprovisionamientos para cada una de las líneas de actividad de Gas Natural son las siguientes:

- *Distribución:* Gas Natural compra gas natural y GNL a Enagas para su venta a consumidores a tarifa. Asimismo Gas Natural compra gas a otros suministradores y distribuidores para su venta en Latinoamérica e Italia.

- *Electricidad.* Gas Natural adquiere gas natural para la generación de electricidad en España y Puerto Rico. También adquiere electricidad en el mercado mayorista español para su comercialización.
- *Upstream y midstream.* Gas Natural realiza el abono de cuotas en concepto de renta por los arrendamientos financieros y operativos de los buques metaneros de GNL.
- *Mayorista y Minorista.* Gas Natural compra gas natural para su venta en el mercado liberalizado a Enagas y a los clientes industriales de ámbito internacional.
- *Otros.* Gas Natural adquiere hardware y software para los servicios corporativos del grupo. Asimismo incurre en determinados costes relacionados con los servicios de información y tecnología, tales como mantenimiento y reparaciones de hardware, servicios profesionales y programas de gestión y tratamiento de datos.

9.2.2 *Cuando los estados financieros revelen cambios importantes en las ventas netas o en los ingresos, proporcionar un comentario narrativo de los motivos de esos cambios*

A continuación se muestra la evolución del resultado de explotación del Grupo Gas Natural durante los ejercicios 2004, 2003 y 2002, debidamente desglosados por líneas de negocio.

<i>Millones de euros</i>	NIF 2004	PGC 2004	PGC 2003	PGC 2002
Distribución	645,3	660,4	513,5	493,6
España	459,3	472,0	425,2	425,6
Latinoamérica	175,5	177,9	88,3	68,0
Italia	10,5	10,5	-	-
Electricidad	63,1	68,1	43,2	(10,5)
España	28,6	34,1	38,7	(10,5)
Puerto Rico	34,5	34,0	4,5	-
Upstream y Midstream	98,5	102,3	113,0	114,5
Mayorista y Minorista	94,5	97,1	143,5	210,9
Enagas	-	-	-	103,3
Resto	(39,8)	(29,2)	(14,2)	(5,1)
Total Grupo Gas Natural	861,6	898,7	799,0	906,7

A continuación se describen las principales magnitudes de la Cuenta de Resultados Consolidada correspondientes a los ejercicios 2002, 2003 y 2004, debidamente desglosadas por líneas de actividad. En particular, se explican las variaciones de las principales magnitudes en los periodos 2004-2003 y 2003-2002.

Comparación entre el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2004 y el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2003

(i) Análisis general de los resultados de explotación

La liberalización del mercado de gas natural iniciada en España en enero de 2003 ha provocado el traspaso de clientes del mercado regulado al mercado liberalizado. Aproximadamente 1.100.000 clientes regulados de Gas Natural han pasado al mercado liberalizado en 2004. Durante el mismo periodo, las actividades de suministro y comercialización de gas supusieron 900.000 clientes nuevos, de los cuales un número significativo eran clientes que pasaron del mercado regulado al mercado liberalizado.

El traspaso de clientes regulados al mercado liberalizado ha tenido como consecuencia una reducción de las ventas de gas relativas a la actividad de distribución en España, así como un aumento de ventas con respecto a las actividades ligadas al suministro y comercialización de gas. No obstante, el impacto del traspaso de clientes regulados al mercado liberalizado es limitado, debido a que los ingresos relativos a las actividades de distribución provienen de peajes y tasas que se cobran por la distribución del gas a través de la red de gasoductos. La intensa competencia en las actividades de suministro de gas en España vinculadas al proceso de liberalización han supuesto una caída del margen de explotación, definido como beneficio de explotación sobre ventas, relativo a las actividades de suministro y comercialización de gas hasta un 2,5% en 2004 frente al 3,9% en 2003.

Las actividades de generación eléctrica de Gas Natural en Puerto Rico se incluyen en su totalidad en el ejercicio 2004, en comparación a una contribución de dos meses en 2003. Todo ello ha motivado un incremento en las ventas de 100,3 millones de euros.

La siguiente tabla se corresponde con la cuenta de resultados consolidada auditada para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2004, que se ha formulado con arreglo a los Principios Contables Generalmente Aceptados en España ("PCGA"), y refleja las principales magnitudes de la cuenta de resultados de Gas Natural, así como el porcentaje de importe neto de la cifra de negocios.

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2004	% de ventas	31/12/2003	% de ventas
Ingresos de explotación				
Importe neto de la cifra de negocios	6.265,8	100,0	5.628,0	100,0
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	41,2	0,7	28,2	0,5
Otros ingresos de explotación	84,0	1,3	56,6	1,0
Ingresos de explotación	6.391,0	102,0	5712,8	101,5
Gastos de explotación				
Aprovisionamientos	(4.227,7)	(67,5)	(3.771,1)	(67,0)
Gastos de personal	(246,0)	(3,9)	(227,7)	(4,0)
Dotación a la amortización	(442,7)	(7,1)	(380,2)	(6,8)
Variación de provisiones tráfico	(21,1)	(0,3)	(22,4)	(0,4)
Otros gastos de explotación	(554,8)	(8,9)	(512,4)	(9,1)
Beneficios de explotación	898,7	14,3	799,0	14,2
Ingresos financieros	83,7	1,3	167,4	3,0
Gastos financieros	(224,2)	(3,6)	(225,1)	(4,0)
Participación en beneficios de sociedades puesta en equivalencia	58,0	0,9	61,1	1,1
Amortización del fondo de comercio	(17,7)	(0,3)	(5,2)	(0,1)
Beneficios actividades ordinarias	798,5	12,6	797,2	14,2
Beneficios procedentes de inmovilizado	171,1	2,7	52,3	0,9
Otros ingresos /gastos extraordinarios	(45,8)	(0,7)	(59,5)	(1,1)
Beneficios consolidados antes de impuestos	923,8	14,6	790,0	14,0
Impuesto sociedades	(234,0)	(3,6)	(177,5)	(3,1)
Beneficio consolidado del ejercicio	689,8	11,0	612,5	10,9
Resultado atribuido a socios externos	(55,9)	(0,9)	(44,0)	(0,8)
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	633,9	10,1	568,5	10,1

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en la magnitudes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de la cifra de negocios.** El importe neto de la cifra de negocios creció en 637,8 millones de euros, es decir un 11,3%, hasta 6.265,8 millones de euros en 2004 respecto a los 5.628,0 millones de euros en 2003. Dicho incremento se debió en gran medida a un aumento significativo de la cantidad de gas que se vendió en 2004 en el mercado liberalizado, a la expansión de las actividades de distribución en Latinoamérica, al crecimiento de la generación eléctrica en Puerto Rico y de la comercialización de electricidad en España, así como a la contribución de las sociedades italianas y al cambio del sistema de consolidación de las sociedades filiales brasileñas.

- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos se incrementaron en 456,6 millones de euros, es decir, un 12,1%, hasta los 4.227,7 millones de euros en 2004 frente a los 3.771,1 millones de euros en 2003. Dicho incremento se puede atribuir, en primer lugar, a un incremento en la cantidad de gas natural adquirido para vender en el mercado liberalizado, para generación eléctrica así como para atender al aumento de la demanda en Latinoamérica, compensada en parte por precios medios de gas inferiores. En segundo lugar, dicho incremento se puede atribuir igualmente a la compra de las sociedades italianas.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se incrementaron en 99,7 millones de euros, es decir, un 12,5% hasta los 898,7 millones de euros en 2004, en comparación con los 799,0 millones de euros en 2003. El incremento en los beneficios de explotación es atribuible en primer término a la expansión de las actividades de distribución en Latinoamérica, y a una contribución de doce meses de las actividades de generación de electricidad en Puerto Rico en 2004, en comparación con una contribución de dos meses en 2003, compensada en parte por una reducción de márgenes en la venta de gas en el mercado liberalizado de España debido a la liberalización de dicho mercado. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 14,3% en 2004 y de un 14,2% en 2003.
- **Ingresos financieros netos (gastos).** Los gastos financieros netos se incrementaron en 82,8 millones de euros alcanzando los 140,5 millones de euros en 2004, en comparación con los 57,7 millones de euros en 2003. Dicho incremento en los gastos financieros es atribuible principalmente a una ligera depreciación del peso argentino en 2004, comparada con una apreciación significativa en 2003. Ello supuso unos gastos financieros de 2,3 millones de euros en 2004, frente a unos ingresos financieros de 25,2 millones de euros en 2003, así como un mayor coste neto de la deuda financiera provocado por el aumento en la deuda neta, que creció de 1.869,2 millones de euros a 31 de diciembre de 2003 hasta los 2.573,6 millones de euros a 31 de diciembre de 2004, y por el impacto anual de 31,1 millones de euros de gastos por intereses sobre los arrendamientos financieros de dos buques metaneros de GNL.
- **Participación en beneficios de sociedades puesta en equivalencia.** Los ingresos por capital de sociedades que contabilizan por el método de capital descendieron en 3,1 millones de euros, es decir un 5,1%, hasta 58,0 millones de euros en 2004, desde los 61,1 millones de euros en 2003. Dicha rebaja se debió principalmente a la reducción de la participación de Gas Natural en Enagas de un 38,6% a 31 de diciembre de 2003 a un 26,1% a 31 de diciembre de 2004, así como a la desconsolidación de la Sociedad de Gas de Euskadi S.A. en febrero de 2004.
- **Beneficios procedentes inmovilizado.** La plusvalía por disposición de activos fijos aumentó en 118,8 millones de euros alcanzando los 171,1 millones de euros en 2004, frente a los 52,3 millones de euros en 2003. Dicho incremento se refiere principalmente a la venta de una participación de Gas Natural del 12,5% en Enagas en 2004, frente a la venta de una participación del 2,3% en Enagas en 2003.
- **Impuesto sociedades.** El impuesto de sociedades aumentó hasta 234,0 millones de euros en 2004 desde los 177,5 millones de euros en 2003. Ello supuso elevar el tipo efectivo de impuesto al 25,3% en 2004 frente a un 22,5% en 2003. Dicho incremento en el tipo impositivo efectivo se atribuye a la reversión de provisiones por las fluctuaciones en el tipo de cambio, y a los cambios en la regulación fiscal que afectan a algunas de las filiales de Gas Natural que operan fuera de España.

- **Resultado atribuido a socios externos.** El resultado atribuido a socios externos alcanzó los 55,9 millones de euros en 2004 frente los 44 millones de euros en 2003. Dicho incremento se debió fundamentalmente al incremento del resultado de las sociedades brasileñas, mexicanas y colombianas, así como a la consolidación por integración global de Ceg, S.A. y de Ceg Río, S.A. desde el 1 de julio de 2004, compensada en parte por una menor contribución de las filiales argentinas de Gas Natural.
- **Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante.** El beneficio del ejercicio atribuible a la matriz aumentó en 65,4 millones de euros, es decir un 11,5%, hasta los 633,9 millones de euros en 2004, frente a los 568,5 millones de euros en 2003. En porcentaje sobre las ventas, el beneficio atribuible a la sociedad matriz supuso un 10,1% en 2004 y un 10,1% en 2003.

(ii) Resultados de explotación por actividades

Las siguientes tablas muestran el importe neto de cifra de negocios y los beneficios de explotación por actividades correspondientes a los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2004 y 2003:

Importe neto de cifra de negocios

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2004	% ventas	31/12/2003	% ventas	% cambio
Distribución	2.910,9	46,4	2.697,2	47,9	7,9
<i>España</i>	1.820,5	29,0	1.934,7	34,4	(5,9)
<i>Latinoamérica</i>	1.027,3	16,4	762,5	13,5	34,7
<i>Italia</i>	63,1	1,0	-	-	-
Electricidad	592,8	9,5	390,0	6,9	52,0
<i>España</i>	474,9	7,6	372,4	6,6	27,5
<i>Puerto Rico</i>	117,9	1,9	17,6	0,3	569,9
Upstream y Midstream	214,9	3,4	218,8	3,9	(1,8)
Mayorista y Minorista	3.952,3	63,1	3.701,4	65,8	6,8
Otros	118,6	1,9	100,5	1,8	18,0
Ajustes de consolidación	(1.523,7)	(24,3)	(1.479,9)	(26,3)	(3,0)
Total	6.265,8	-	5.628,0	-	11,3

Beneficios de explotación

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2004	% Beneficio	31/12/2003	% Beneficio	% cambio
Distribución	660,4	73,5	513,5	64,3	28,6
<i>España</i>	472,0	52,5	425,2	53,2	11,0
<i>Latinoamérica</i>	177,9	19,8	88,3	11,1	101,5
<i>Italia</i>	10,5	1,2	-	-	-
Electricidad	68,1	7,6	43,2	5,4	57,6
<i>España</i>	34,1	3,8	38,7	4,8	(11,9)
<i>Puerto Rico</i>	34,0	3,8	4,5	0,6	655,6
Upstream y Midstream	102,3	11,4	113,0	14,1	(9,5)
Mayorista y Minorista	97,1	10,8	143,5	18,0	(32,3)
Otros	(29,2)	(3,3)	(14,2)	(1,8)	(105,6)
Total	898,7	-	799,0	-	12,5

A continuación se muestra un breve detalle de la evolución de los resultados de explotación por líneas de actividad del Grupo Gas Natural durante los periodos arriba indicados:

Distribución

La tabla siguiente expone los datos de los resultados de explotación relativas a la actividad de distribución para los ejercicios cerrados a 31 diciembre de 2004 y 2003:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2004	31/12/2003	% cambio
Importe neto de cifra de negocios	2.910,9	2.697,2	7,9
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	37,2	24,7	50,6
Aprovisionamientos	(1.377,2)	(1.448,2)	(4,9)
Gastos de personal	(156,8)	(138,4)	13,3
Otros ingresos/gastos explotación	(427,9)	(322,9)	32,5
Dotación a la amortización	(310,0)	(278,6)	11,3
Variación de provisiones tráfico	(15,8)	(20,3)	(22,2)
Beneficios de explotación	660,4	513,5	28,6

A continuación se describen con mayor detalle las principales magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de cifra de negocios ha aumentado en 213,7 millones de euros, es decir un 7,9%, hasta alcanzar los 2.910,9 millones de euros en 2004, frente a los 2.697,2 millones de euros de 2003, principalmente por las siguientes razones:

- (i) un incremento de 177,2 millones de euros en las ventas en Latinoamérica hasta los 155,346 GWh, debido principalmente a un aumento del 10,2% en el volumen de gas vendido;
- (ii) un incremento de 152,6 millones de euros en ventas debido al efecto positivo derivado del cambio en el método de consolidación aplicado a las filiales brasileñas, pasando de la consolidación proporcional a la consolidación por integración global;
- (iii) un incremento de 63,1 millones de euros en las ventas debido a la contribución por primera vez de las actividades de distribución en Italia; y
- (iv) un incremento de 50,4 millones de euros debido al aumento medio de 5,8% en la tarifa regulada en España.

Cabe destacar que dicho incremento ha sido parcialmente compensado por:

- (i) una reducción de 164,6 millones de euros en ventas de gas regulado en España, principalmente debido a la migración de aproximadamente 1.080.000 clientes regulados al mercado liberalizado en 2004; y
 - (ii) una reducción de 65 millones de euros en ventas causada por la depreciación de las monedas latinoamericanas.
- **Aprovisionamientos.** Los provisionamientos se redujeron en 71,0 millones de euros, es decir un 4,9%, hasta alcanzar los 1.377,2 millones de euros en 2004, frente a los 1.448,2 millones de euros en 2003. La reducción fue causada por los siguientes factores:
 - (i) una reducción de 274,6 millones de euros en provisionamientos en España debido principalmente a la bajada de los precios de compra en el mercado regulado, ocasionada básicamente por la apreciación del euro frente al dólar en el 2004, que corrige el incremento del precio de referencia del Brent, y una reducción en el volumen de gas natural adquirido debido principalmente a la reducción de las ventas a clientes regulados; y
 - (ii) una reducción de 42,7 millones de euros en adquisiciones debido a la depreciación de las monedas latinoamericanas.

Dicha reducción en los aprovisionamientos fue compensada parcialmente por:

- (i) un aumento de 103,8 millones de euros en aprovisionamientos en Latinoamérica, relativo al aumento de la cantidad de gas natural adquirido;
 - (ii) un aumento de 104,1 millones de euros en aprovisionamientos debido a la consolidación por integración global de las filiales brasileñas; y
 - (iii) un aumento de 38,4 millones de euros en aprovisionamientos debido a la contribución por primera vez de las actividades de distribución en Italia.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se incrementaron en 146,9 millones de euros, es decir un 28,6% hasta los 660,4 millones de euros en 2004, frente a los 513,5 millones de euros en 2003. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 22,7% en 2004 y de un 19,0% en 2003. El incremento en el margen de explotación se puede atribuir fundamentalmente a la subida media de un 5,8% de las tarifas reguladas en España, y a una subida de las tarifas en Latinoamérica, en particular en Monterrey (México), donde la tarifa media regulada subió un 41,3%, en México DF (México), donde la tarifa media regulada subió un 30,8%, y en Colombia, donde las tarifas reguladas subieron un 27,0%.

Electricidad

La tabla siguiente expone los datos de los resultados de explotación relativos a la actividad de electricidad durante los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2004 y 2003.

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2004	31/12/2003	% cambio
Importe neto de cifra de negocios	592,8	390,0	52,0
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	0,0	0,0	0,0
Aprovisionamientos	(433,6)	(305,1)	42,1
Gastos de personal	(9,2)	(2,3)	300,0
Otros ingresos/gastos explotación	(45,4)	(19,3)	135,2
Dotación a la amortización	(33,5)	(19,0)	76,3
Variación de provisiones tráfico	(3,0)	(1,1)	127,7
Beneficios de explotación	68,1	43,2	57,6

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de cifra de negocios creció en 202,8 millones de euros, es decir un 52,0%, hasta 592,8 millones de euros en 2004, frente los 390,0 millones de euros de 2003. Dicho incremento se debió en gran medida al impacto total anual de la actividad de generación eléctrica en Puerto Rico, y al crecimiento de la comercialización de electricidad en España. El importe neto de cifra de negocios en Puerto Rico creció en 100,3 millones de euros, hasta 117,8 millones de euros en 2004. Dicho incremento se debió a la contribución de doce meses de la actividad de generación de electricidad en Puerto Rico en 2004, frente a una contribución de dos meses en 2003.

En España, el importe neto de cifra de negocios creció en 102,5 millones de euros, principalmente como resultado de un incremento del 47,4% en las ventas de electricidad que alcanzaron 4.457 GWh en 2004. En 2004, se incrementó el número de clientes residenciales de electricidad en aproximadamente 191.500, alcanzando aproximadamente 200.000. Las ventas por generación de electricidad en España se mantuvieron relativamente estables, debido a que el incremento del

43,5% de generación de electricidad hasta los 5.802 GWh se compensó con unos precios más bajos en el mercado mayorista de electricidad. Los precios medios del mercado mayorista en España cayeron hasta los 28,7 euros /MWh en 2004, respecto de los 30,3 euros/MWh en 2003.

- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos se incrementaron en 128,5 millones de euros, es decir un 42,1%, hasta los 433,6 millones de euros en 2004, frente a los 305,1 millones de euros en 2003. Dicho incremento es principalmente atribuible a un incremento de 69,0 millones de euros en los aprovisionamientos en España y en Puerto Rico, debido al aumento del volumen de gas natural adquirido para la generación de electricidad, y a un incremento de 57,8 millones de euros en aprovisionamiento relativo a la comercialización de electricidad provocado por un aumento en las compras en el mercado mayorista de electricidad español.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se incrementaron en 24,9 millones de euros, es decir un 57,6% hasta los 68,1 millones de euros en 2004, frente a los 43,2 millones de euros en 2003. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 11,5% en 2004 y de un 11,1% en 2003. El margen de explotación permaneció relativamente estable debido a que la reducción de costes, provocada por la bajada de los precios medios del gas en dichos ejercicios y del mercado mayorista de electricidad, fue compensada por un aumento de los costes de comercialización en España.

Upstream y Midstream

La siguiente tabla muestra los datos sobre resultados de explotación de la actividad de upstream y midstream para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2004 y 2003:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2004	31/12/2003	% cambio
Importe neto de cifra de negocios	214,9	218,8	(1,8)
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	0,0	0,0	-
Aprovisionamientos	(42,5)	(47,8)	(11,1)
Gastos de personal	(2,5)	(2,5)	0,0
Otros ingresos/gastos explotación	(25,5)	(22,4)	13,8
Dotación a la amortización	(42,1)	(33,1)	27,2
Variación de provisiones tráfico	0,0	0,0	-
Beneficios de explotación	102,3	113,0	(9,5)

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de la cifra de negocios se redujo en 3,9 millones de euros, es decir un 1,8%, hasta 214,9 millones de euros en 2004, frente a los 218,8 millones de euros de 2003. Esta ligera reducción fue el resultado de una reducción de 5,4 millones de euros en las ventas por transporte marítimo de GNL compensada por un aumento de 1,5 millones de euros en las ventas del gasoducto Europa-Magreb. El volumen total de gas transportado a través del gasoducto Europa-Magreb en 2004 alcanzó 115.637 GWh representando un incremento del 13,6% respecto de 2003. El incremento de las ventas asociado al crecimiento del volumen de gas transportado fue compensado en gran medida con una reducción de ventas de 13,9 millones de euros como consecuencia de la depreciación del dólar americano respecto del euro.
- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos se redujeron en 5,3 millones de euros, es decir un 11,1%, alcanzando los 42,5 millones de euros en 2004 frente a

los 47,8 millones de euros en 2003. Esta reducción es el resultado de un descenso en los costes relativos a las actividades de transporte marítimo de GNL, en línea, en gran medida, con el descenso de las ventas de transporte marítimo de GNL.

- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se redujeron en 10,7 millones de euros, es decir un 9,5% hasta los 102,3 millones de euros en 2004, frente a los 113,0 millones de euros en 2003. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 47,6% en 2004 y de un 51,6% en 2003. Dicho descenso en el margen de explotación es atribuible fundamentalmente a un aumento en los gastos de depreciación y amortización debido al impacto anual de los dos buques metaneros de GNL que entraron en servicio en la segunda mitad de 2003.

Mayorista y Minorista

La tabla siguiente muestra los datos de los beneficios de explotación ligados a las ventas mayoristas y minoristas correspondientes a los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2004 y 2003.

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2004	31/12/2003	% cambio
Importe neto de cifra de negocios	3.952,3	3.701,4	6,8
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	0,5	0,0	-
Aprovisionamientos	(3.781,6)	(3.499,9)	8,0
Gastos de personal	(19,6)	(22,1)	(11,3)
Otros ingresos/gastos explotación	(43,7)	(28,1)	55,5
Dotación a la amortización	(8,5)	(6,9)	23,2
Variación de provisiones tráfico	(2,3)	(0,9)	155,6
Beneficios de explotación	97,1	143,5	(32,3)

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de la cifra de negocios.** El importe neto de la cifra de negocios se incrementó en 250,9 millones de euros, es decir un 6,8%, hasta alcanzar 3.952,3 millones de euros en 2004, frente a los 3.701,4 millones de euros en 2003. Dicho incremento se debió principalmente a un incremento del 15,0% hasta los 237,119 GWh, en el volumen de gas vendido en el mercado liberalizado, compensado en parte por precios inferiores de venta de gas debido a la intensa competencia en el mercado liberalizado español. El incremento de la demanda de gas en 2004 se debe, en gran medida, al aumento del 66,6% hasta alcanzar 66.671 GWh el volumen de gas utilizado para la generación de electricidad en plantas de ciclo combinado en España. Igualmente este incremento se debió a la migración de clientes regulados al mercado liberalizado. En 2004, Gas Natural obtuvo aproximadamente 920.000 clientes nuevos, de los cuales un número significativo había pasado del mercado regulado al mercado liberalizado. El descenso de los precios medios de gas en el mercado liberalizado tuvo como efecto un descenso del 22,4% del margen básico. Dicho margen pasó de 0,061 euros/kWh en 2003 a 0,048 euros/kWh en 2004. A tales efectos se entiende por margen básico la cifra de negocios menos los aprovisionamientos y cualquier otro coste de explotación directamente relacionado con la compra de gas sobre la cantidad de gas adquirido.
- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron en 281,7 millones de euros, es decir un 8,0%, hasta alcanzar 3.781,6 millones de euros en 2004, frente a 3.499,9 millones de euros en 2003. Dicho incremento se debió al aumento del volumen de gas adquirido, compensado en parte por unos precios medios de compra de gas más bajos, todo ello debido a la bajada de los precios promedio de compra del gas natural en el ejercicio 2004 con respecto al 2003, resultante de la

evolución de los distintos parámetros que en cada contrato de compra de gas a largo plazo componen las fórmulas de fijación de precio.

- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se redujeron en 46,4 millones de euros, es decir un 32,3%, alcanzando los 97,1 millones de euros en 2004, frente a los 143,5 millones de euros en 2003. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 2,5% en 2004 y de un 3,9% en 2003. Dicho descenso en el margen de explotación es consecuencia fundamentalmente de una bajada en el precio medio de venta del gas debido a la intensa competencia en el mercado liberalizado español y a un aumento en los gastos de marketing con el objeto de captar clientes para el mercado liberalizado provenientes del mercado regulado.

Otros

A continuación se describen las principales variaciones en las magnitudes que inciden en la línea de “otras actividades” del Grupo Gas Natural durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de la cifra de negocios.** Las ventas aumentaron en 18,1 millones de euros (un 18,0%) en 2004 con respecto a 100,5 millones de euros en 2003. Este incremento se debió al aumento de los ingresos en 17,0 millones de euros en concepto de servicios centrales corporativos y servicios de tecnologías de la información. Las ventas en los servicios de cable permanecieron prácticamente estables en 2004.
- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron un total de 28,4 millones de euros (un 36,2%) hasta 106,9 millones de euros en 2004, que contrastan con 78,5 millones de euros en 2003. Este incremento estuvo motivado principalmente por el aumento de las compras de software, hardware y de servicios tecnológicos y de información del departamento de servicios tecnológicos y de información de Gas Natural.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación disminuyeron en 15,0 millones de euros (un 105,6%), hasta acumular unas pérdidas de 29,2 millones de euros en 2004 frente a unas pérdidas de 14,2 millones en 2003. Las pérdidas operativas, calculadas como un porcentaje sobre las ventas, ascendieron a 24,6 % en 2004 y a 14,1% en 2003.

Comparación entre el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2003 y el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2002

(i) Análisis general de los resultados de explotación

En junio de 2002 Gas Natural vendió una participación del 59,1% en Enagas por 917,1 millones de euros. Tras dicha venta, Gas Natural consolidó los resultados de Enagas por puesta en equivalencia. Los beneficios de explotación fueron de 799,0 millones de euros en 2003 y de 906,7 millones de euros en 2002. Los beneficios de explotación, excluyendo Enagas, en 2002 fueron de 803,5 millones de euros.

El marco regulatorio de la retribución de las actividades de distribución en España cambió el 18 de febrero de 2002. Bajo el régimen anterior, la retribución regulada por las actividades de distribución de gas estaba basada fundamentalmente en la cantidad de gas distribuido, mientras que con arreglo al nuevo régimen, la retribución regulada por las actividades de distribución de gas se basa fundamentalmente en la inversión realizada en la red de gasoductos de distribución. Además, desde el 1 de enero de 2003,

el mercado de suministro de gas en España está totalmente liberalizado y cualquier consumidor de gas puede elegir a su proveedor de gas.

La intensa competencia en las actividades de suministro de gas en España relacionada con el proceso de liberalización tiene como consecuencia una reducción del margen de explotación, definido como beneficios de explotación sobre ventas, relativo a las ventas mayoristas y minoristas, de un 3,9% en 2003 frente a un 6,7% en 2002.

En 2003, las actividades de electricidad de Gas Natural pasaron de ser un negocio en fase de arranque a un negocio plenamente operativo. Las ventas ligadas a las actividades de electricidad crecieron de forma significativa, principalmente, debido al aumento del 108,4% en el volumen de electricidad generado así como a un incremento del 17,6% en el volumen de electricidad comercializado.

La siguiente tabla se corresponde con la cuenta de resultados consolidada auditada para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2003 y 2002, formulada con arreglo a los Principios Contables Generalmente Aplicados en España, y muestra cada línea de la cuenta de resultados como un porcentaje del importe neto de la cifra de negocios.

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2003	% de ventas	31/12/2002	% de ventas
Ingresos de explotación				
Importe neto de la cifra de negocios	5.628,0	100,0	5.267,9	100,0
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	28,2	0,5	21,3	0,4
Otros ingresos de explotación	56,6	1,0	66,6	1,3
Ingresos de explotación	5.712,8	101,5	5.355,8	101,7
Gastos de explotación				
Aprovisionamientos	(3.771,1)	(67,0)	(3.239,3)	(61,5)
Gastos de personal	(227,7)	(4,0)	(245,8)	(4,7)
Dotación a la amortización	(380,2)	(6,8)	(424,7)	(8,1)
Variación de provisiones Tráfico	(22,4)	(0,4)	(34,6)	(0,6)
Otros gastos de explotación	(512,4)	(9,1)	(504,7)	(9,6)
Beneficios de explotación	799,0	14,2	906,7	17,2
Ingresos financieros	167,4	3,0	157,5	3,0
Gastos financieros	(225,1)	(4,0)	(365,4)	(6,9)
Participación en beneficios de sociedades puesta en equivalencia	61,1	1,1	31,4	0,6
Amortización del fondo de comercio	(5,2)	(0,1)	(84,3)	(1,6)
Beneficios de actividades ordinarias	797,2	14,2	645,9	12,3
Beneficios procedentes de inmovilizado	52,3	0,9	543,1	10,3
Otros ingresos / gastos extraordinarios	(59,5)	(1,1)	(178,0)	(3,4)
Beneficios consolidados antes de impuestos	790,0	14,0	1.011,0	19,2
Impuesto sociedades	(177,5)	(3,1)	(212,9)	(4,0)
Beneficio consolidado del ejercicio	612,5	10,9	798,1	15,2
Resultado atribuido a socios externos	(44,0)	(0,8)	7,8	0,1
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	568,5	10,1	805,9	15,3

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de la cifra de negocio.** El importe neto de la cifra de negocio creció en 360,1 millones de euros, es decir un 6,8%, hasta alcanzar los 5.628,0 millones de euros en 2003, frente a los 5.267,9 millones de euros de 2002. Dicho crecimiento se debió en gran medida a un incremento significativo de la cantidad de gas liberalizado vendido y a un aumento en la generación y comercialización de electricidad, compensada en parte por el impacto anual del nuevo régimen regulatorio aplicable a las actividades de distribución en España y a la desconsolidación de las ventas generadas por Enagas. Las ventas, excluyendo Enagas, en 2002 hubieran sido de 5.100,9 millones de euros.
- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos se incrementaron en 531,8 millones de euros, es decir, un 16,4%, hasta los 3.771,1 millones de euros en 2003, frente a

los 3.239,3 millones de euros en 2002. Dicho incremento se debió principalmente a un aumento en el volumen de gas natural adquirido así como a unos precios medios más altos del gas natural, compensados en parte por el impacto anual del nuevo régimen regulatorio aplicable a las actividades de distribución en España.

- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se redujeron en 107,7 millones de euros, es decir un 11,9% hasta alcanzar los 799,0 millones de euros en 2003, frente a 906,7 millones de euros en 2002. El descenso en los ingresos de explotación es atribuible, en primer término, al cambio de método de consolidación de Enagas. Los beneficios de explotación, excluyendo a Enagas, correspondientes al ejercicio 2002 hubieran sido de 803,5 millones de euros. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 14,2% en 2003 y de un 17,2% en 2002.
- **Ingresos financieros netos (gastos).** Los gastos financieros netos se redujeron en 150,2 millones de euros hasta alcanzar los 57,7 millones de euros en 2003, frente a los 207,9 millones de euros en 2002. Dicho descenso en los gastos financieros es atribuible, principalmente, a una apreciación del peso argentino en 2003, en comparación con 2002. Ello provocó unos ingresos financieros de 25,2 millones de euros en 2003, comparados con unos gastos financieros de 105,9 millones de euros en 2002, así como una reducción de 41,1 millones de euros en el coste neto de la deuda financiera debido básicamente al impacto de la no consolidación de Enagas por integración global desde julio 2002, así como la reducción de la deuda media neta.
- **Participación en beneficios de sociedades puesta en equivalencia.** Los ingresos por participación en beneficios de sociedades puestas en equivalencia aumentaron en 29,7 millones de euros, hasta los 61,1 millones de euros en 2003, partiendo de 31,4 millones de euros en 2002. Dicho crecimiento se debió principalmente al aumento de la contribución de Enagas en 34,0 millones de euros, hasta los 56,9 millones de euros en 2003, debido a que Enagas fue contabilizada según el método de participación en capital durante doce meses en 2003, en comparación con sólo seis meses en 2002. Antes de junio de 2002, Enagas estaba plenamente consolidada.
- **Beneficios procedentes de inmovilizado.** La plusvalía por disposición de activos fijos se redujo en 490,8 millones hasta los 52,3 millones de euros en 2003, partiendo de 543,1 millones de euros en 2002. Dicha reducción se refiere principalmente a la venta de una participación del 2,3% en Enagas en 2003, comparada con la venta de una participación del 59,1% en Enagas en 2002.
- **Impuesto sociedades.** El impuesto de sociedades se redujo hasta alcanzar los 177,5 millones de euros en 2003 desde los 212,9 millones de euros en 2002, lo que supuso elevar el tipo efectivo de impuesto al 22,5% en 2003 frente a un 21,1% en 2002. Dicho incremento en el tipo impositivo efectivo se atribuye principalmente a una reducción en los créditos fiscales disponibles.
- **Resultado atribuido a socios externos.** Los ingresos atribuibles a participaciones minoritarias aumentaron en 51,8 millones de euros, alcanzando los 44,0 millones de euros en 2003, frente a unos ingresos por participaciones minoritarias de 7,8 millones de euros en 2002. Este incremento se debió fundamentalmente a una contribución positiva de las filiales argentinas en 2003, comparada con una contribución negativa de dichas filiales en 2002.

- **Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante.** El beneficio neto se redujo en 237,4 millones, sea un 29,5%, hasta los 568,5 millones de euros para 2003, desde los 805,9 millones de euros de 2002. En porcentaje sobre las ventas, los beneficios netos supusieron un 10,1% en 2003 y un 15,3% en 2002.

(ii) Resultados de explotación por actividades

Las tablas siguientes exponen, por actividades, el importe neto de la cifra de negocios y los beneficios de explotación para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2003 y 2002:

Importe neto de la cifra de negocios

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2003	% de ventas	31/12/2002	% de ventas	% cambio
Distribución	2.697,2	47,9	3.013,4	57,2	(10,5)
<i>España</i>	1.934,7	34,4	2.265,9	43,0	(14,6)
<i>Latinoamérica</i>	762,5	13,5	747,5	14,2	2,0
<i>Italia</i>	-	-	-	-	-
Electricidad	390,0	6,9	225,1	4,3	73,3
<i>España</i>	372,4	6,6	225,1	4,3	65,4
<i>Puerto Rico</i>	17,6	0,3	-	-	-
Upstream y Midstream	218,8	3,9	195,3	3,7	12,0
Mayorista y Minorista	3.701,4	65,8	3.157,9	59,9	17,2
Enagas	-	-	978,4	18,6	-
Otros	100,5	1,8	103,6	2,0	(3,0)
Ajustes de consolidación	(1479,9)	(26,3)	(2.405,8)	(45,7)	(38,5)
Total	5.628,0		5.267,9		6,8

Beneficios de explotación

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2003	%Beneficios	31/12/2002	%Beneficios	% cambio
Distribución	513,5	64,3	493,6	54,4	4,0
<i>España</i>	425,2	53,2	425,6	46,9	(0,1)
<i>Latinoamérica</i>	88,3	11,1	68,0	7,5	29,9
<i>Italia</i>	-	-	-	-	-
Electricidad	43,2	5,4	(10,5)	(1,1)	511,4
<i>España</i>	38,7	4,8	(10,5)	(1,1)	468,6
<i>Puerto Rico</i>	4,5	0,6	-	-	-
Upstream y Midstream	113,0	14,1	114,5	12,6	(1,3)
Mayorista y Minorista	143,5	18,0	210,9	23,3	(32,0)
Enagas	-	-	103,3	11,4	-
Otros	(14,2)	(1,8)	(5,1)	(0,6)	(178,4)
Total	799,0		906,7		(11,9)

Distribución

La tabla siguiente expone los datos de los beneficios de explotación ligados a la actividad de distribución para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2003 y 2002:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2003	31/12/2002	% cambio
Importe neto de cifra de negocios	2.697,2	3.013,4	(10,5)
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	24,7	21,3	16,0
Aprovisionamientos	(1.448,2)	(1.717,1)	(15,7)
Gastos de personal	(138,4)	(141,9)	(2,5)
Otros ingresos/gastos explotación	(322,9)	(373,7)	(13,6)
Dotación a la amortización	(278,6)	(277,4)	0,4
Variación de provisiones tráfico	(20,3)	(31,0)	(34,5)
Beneficios de explotación	513,5	493,6	4,0

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de cifra de negocios disminuyó en 316,2 millones de euros, es decir un 10,5%, alcanzando los 2.697,2 millones de euros en 2003, frente a los 3.013,4 millones de euros de 2002. El

importe neto de cifra de negocios en España cayó en 331,2 millones de euros, principalmente a causa del impacto anual del nuevo marco regulatorio en 2003 y a la migración de aproximadamente 180.000 consumidores regulados al mercado liberalizado. Bajo el nuevo régimen regulatorio, Gas Natural obtiene ingresos de los peajes y tasas de acceso de terceros a la red de distribución de gas, así como de las ventas de gas a consumidores regulados. Bajo el régimen anterior Gas Natural obtenía ingresos de las ventas de gas a todos los consumidores, lo que aumentaba los ingresos. Dicha disminución del importe neto de cifra de negocios en España quedó ligeramente compensada por un crecimiento de 15,0 millones de euros relativo a las ventas en Latinoamérica. El crecimiento de las actividades de distribución en Latinoamérica llevó asociado un aumento de 174,7 millones de euros en ventas, que fue compensado en gran medida por una reducción de 159,7 millones de euros debido a la depreciación de las monedas latinoamericanas.

- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos se redujeron en 268,9 millones de euros, es decir el 15,7% hasta alcanzar 1.448,2 millones de euros en 2003, frente a 1.717,1 millones de euros en 2002. Los aprovisionamientos en España se redujeron en 277,4 millones de euros debido principalmente al impacto anual del nuevo régimen regulatorio en 2003 y a la reducción en la cantidad de gas natural adquirido provocada por la migración de clientes regulados al mercado liberalizado. Bajo el nuevo régimen regulatorio, en los aprovisionamientos se incluye el coste de las compras de gas distribuido a los clientes regulados, mientras que, con arreglo al régimen regulatorio anterior, los aprovisionamientos incluían el coste de las compras de todo el gas distribuido a través de la red, lo que provocaba un mayor volumen de aprovisionamientos. La reducción en los aprovisionamientos en España se compensó ligeramente con el crecimiento de los mismos en Latinoamérica por un importe de 8,9 millones de euros. El crecimiento de las actividades de distribución en Latinoamérica causó un aumento de 112,9 millones de euros en la cifra de aprovisionamientos, que fue compensado en gran medida por una caída de 104,0 millones de euros provocada por la depreciación de las monedas latinoamericanas.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se incrementaron en 19,9 millones de euros, es decir, un 4,0%, hasta 513,5 millones de euros en 2003, frente a 493,6 millones de euros en 2002. Dicho incremento es fundamentalmente atribuible al crecimiento relativo a las actividades de distribución de gas en Latinoamérica, así como a una reducción de los gastos por dotación a la amortización y provisiones de explotación en Latinoamérica, todo ello como resultado de la devaluación de las respectivas monedas locales. Los beneficios de explotación se mantuvieron relativamente estables en España, debido a que el impacto negativo del nuevo régimen regulatorio fue compensado en gran medida por una reducción de 48,9 millones de euros de los demás gastos de explotación. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 19,0% en 2003 y de un 16,4% en 2002. Este incremento en el margen de explotación se puede atribuir fundamentalmente a la subida media de un 8,0% de las tarifas reguladas en España, y a una subida de las tarifas en Latinoamérica, en particular en Monterrey (México), donde la tarifa media regulada se incrementó en un 38,1%.

Electricidad

La tabla siguiente expone los datos de los resultados de explotación de la actividad electricidad durante los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2003 y 2002:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2003	31/12/2002	% cambio
Importe neto de cifra de negocios	390,0	225,1	73,3
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	0,0	0,0	0,0
Aprovisionamientos	(305,1)	(221,6)	37,7
Gastos de personal	(2,3)	(1,3)	76,9
Otros ingresos/gastos explotación	(19,3)	(6,4)	201,6
Dotación a la amortización	(19,0)	(6,3)	201,6
Variación de provisiones tráfico	(1,1)	(0,0)	-
Beneficios de explotación	43,2	(10,5)	511,4

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- Importe neto de la cifra de negocios.** El importe neto de la cifra de negocios creció en 164,9 millones de euros, es decir un 73,3%, hasta 390,0 millones de euros en 2003, frente a 225,1 millones de euros de 2002. Dicho incremento se debió principalmente a un aumento de 118,3 millones de euros de las ventas provocado por un incremento del 52% en la generación de electricidad hasta alcanzar 4.324 GWh y a unos precios de venta medios de generación más altos, así como a un incremento de 41,2 millones de euros en las ventas por comercialización de electricidad en España, esto último debido al aumento de un 17,6% de la cantidad de electricidad vendida hasta alcanzar 3.023 GWh. Los precios medios del mercado mayorista de electricidad español descendieron a 30,3 euros/MWh con respecto a 38,8 euros/MWh en 2002.
- Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos se incrementaron en 83,5 millones de euros, es decir un 37,7%, hasta alcanzar los 305,1 millones de euros en 2003, frente a los 221,6 millones de euros en 2002. Los aprovisionamientos ligados a la actividad de generación de electricidad aumentaron en 71,9 millones de euros, debido principalmente a un aumento en la cantidad de gas natural adquirido para generación eléctrica. El aumento de 7,3 millones de euros para las actividades de comercialización de electricidad se atribuye principalmente a un aumento en la adquisición de electricidad en el mercado mayorista español.
- Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se incrementaron en 53,7 millones de euros, hasta los 43,2 millones de euros en 2003, partiendo de unas pérdidas de 10,5 millones de euros en 2002. El incremento en los beneficios de explotación es atribuible a la transición de las actividades de electricidad de un estado en fase inicial a un negocio plenamente operativo.

Upstream y Midstream

La siguiente tabla muestra los datos sobre los resultados de explotación de las actividades de upstream y midstream para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2003 y 2002:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2003	31/12/2002	% cambio
Importe neto de cifra de negocios	218,8	195,3	12,0
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	0,0	0,0	-
Aprovisionamientos	(47,8)	(16,1)	196,9
Gastos de personal	(2,5)	(2,5)	0,0
Otros ingresos/gastos explotación	(22,4)	(22,2)	0,9
Dotación a la amortización	(33,1)	(40,0)	(17,3)
Variación de provisiones tráfico	0,0	0,0	-
Beneficios de explotación	113,0	114,5	(1,3)

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de cifra de negocios se incrementó en 23,5 millones de euros, es decir un 12,0%, hasta alcanzar 218,8 millones de euros en 2003, con respecto a 195,3 euros en 2002. Dicho incremento se debió principalmente a un aumento de 48,3 millones de euros en las ventas en el transporte marítimo de GNL, atribuible fundamentalmente a un aumento de capacidad con la adquisición de dos nuevos buques metaneros de 136.000 metros cúbicos de capacidad cada uno, y al flete en operaciones puntuales de buques metaneros de GNL, compensado parcialmente un descenso de 24,8 millones de euros en las ventas causado, principalmente, por la depreciación del dólar americano frente al euro. El volumen total de gas transportado a través del gasoducto Europa-Magreb en 2003 se redujo en un 1,5%, pasando a 101.803 GWh en 2003 debido a una caída de la demanda de gas en Portugal para la generación de electricidad en plantas de ciclo combinado.
- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron en 31,7 millones de euros hasta 47,8 millones de euros en 2003, con respecto a 16,1 millones de euros de 2002. Dicho incremento se debió fundamentalmente al aumento de la actividad del negocio de transporte marítimo de GNL.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se redujeron en 1,5 millones de euros, es decir un 1,3% hasta 113,0 millones de euros en 2003, con respecto a 114,5 millones de euros en 2002. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 51,6% en 2003 y de un 58,6% en el año 2002. Dicho descenso en el margen de explotación es consecuencia principalmente de un impacto negativo por importe de 19,2 millones de euros en los ingresos de explotación del gasoducto Europa-Magreb debido a la depreciación del dólar americano frente al euro.

Mayorista y Minorista

La tabla siguiente muestra los datos de resultados de explotación de la actividad de ventas de gas mayoristas y minoristas para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2003 y 2002:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/12/2003	31/12/2002 ⁽¹⁾	% cambio
Importe neto de cifra de negocios	3.701,4	3.157,9	17,2
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	0,0	0,0	-
Aprovisionamientos	(3.499,9)	(2.893,8)	20,9
Costes de personal	(22,1)	(22,9)	(3,5)
Otros ingresos/gastos explotación	(28,1)	(24,2)	16,1
Dotación a la amortización	(6,9)	(2,9)	137,9
Variación de provisiones tráfico	(0,9)	(3,2)	(71,9)
Beneficios de explotación	143,5	210,9	(32,0)

⁽¹⁾ Los resultados de explotación de 2002 excluyen la contribución de Enagas.

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de la cifra de negocios.** El importe neto de la cifra de negocios se incrementó en 543,5 millones de euros, es decir un 17,2%, hasta alcanzar 3.701,4 millones de euros en 2003, respecto a 3.157,9 millones de euros en el año 2002. Dicho incremento se debió principalmente a un aumento en un 41,0% del volumen de gas vendido en el mercado liberalizado (hasta alcanzar 206.128 GWh), lo que se compensó con unos precios de gas algo más bajos debido a la intensa competencia de nuevos comercializadores en el mercado liberalizado. En 2003, Gas Natural consiguió aproximadamente 170.000 nuevos clientes, de los cuales un número significativo había migrado del mercado regulado al mercado

liberalizado. Según la Comisión Nacional de Energía, la demanda de gas en España aumentó hasta 275.242 GWh en 2004, con respecto a 243,354 GWh en 2003.

- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron en 606,1 millones de euros, es decir un 20,9%, hasta alcanzar 3.499,9 millones de euros en 2003, respecto a 2.893,8 millones de euros en 2002. Dicho incremento se debió principalmente al aumento en el volumen de gas adquirido, reforzado por un aumento en los precios de compra del gas natural. El aumento en los precios medios de compra de gas supuso una caída del 28,5% en el margen básico. Dicho margen pasó a 0,061 euros/kWh en 2003, respecto a 0,086 euros/kWh en 2002.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se redujeron en 67,4 millones de euros, es decir un 32,0%, hasta alcanzar 143,5 millones de euros en 2003, respecto a 210,9 millones de euros en 2002. Los beneficios de explotación en porcentaje de ventas fueron de un 3,9% en 2003 y de un 6,7% en 2002. Dicho descenso en el margen de explotación es consecuencia fundamentalmente del aumento de la competencia en el mercado liberalizado en España, que limitó la capacidad de Gas Natural para repercutir los altos precios del gas natural a los consumidores, así como de un aumento en los gastos de marketing en el ejercicio 2003 con el objeto de obtener nuevos clientes liberalizados procedentes del mercado regulado.

Otros

A continuación se describen las principales variaciones en las magnitudes que inciden en la línea de “otras actividades” del Grupo Gas Natural durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de la cifra de negocios.** Las ventas disminuyeron en 3,1 millones de euros (3,0%) hasta 100,5 millones de euros en 2003 con respecto a 103,6 millones de euros en 2002. Este descenso se debió a la disminución en 5,2 millones de euros de los ingresos en concepto de servicios centrales corporativos y servicios de tecnologías de la información, que fueron parcialmente compensados por un aumento de 1,5 millones de euros en concepto de servicios de cable.
- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos descendieron en 14,9 millones de euros (un 16,0%) hasta 78,5 millones de euros en 2003 con respecto a 93,4 millones de euros en 2002. Este descenso estuvo justificado, principalmente, por el bajo nivel de compras de software, hardware y servicios tecnológicos y de información del departamento de servicios tecnológicos y de información de Gas Natural.
- **Beneficios de explotación.** Las pérdidas operativas aumentaron en 9,1 millones de euros (un 178,4%) hasta 14,2 millones de euros en 2003 con respecto a 5,1 millones de euros en 2002. Las pérdidas operativas, calculadas como un porcentaje sobre las ventas, ascendieron a 14,1% en 2003 y a 4,9% en 2002.

9.2.3 Información relativa a cualquier actuación o factor de orden gubernamental, económico, fiscal, monetario o político que, directa o indirectamente, hayan afectado o pudieran afectar de manera importante a las operaciones del emisor

Se procede a detallar los aspectos regulatorios que tienen mayor repercusión en los ingresos de las actividades desarrolladas por Gas Natural en España.

Sistema Económico Integrado

El régimen económico se encuentra regulado en el capítulo VII de Título IV de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos que fue desarrollada por el Real Decreto 949/2001, 3 de agosto. En este sentido, se promulgó la primera Orden 301/2002, del Ministerio de Economía, de 15 de febrero de 2002 (ya derogada).

En síntesis, la normativa específica establece un sistema económico integrado del sector gas natural, que incluye el modelo para el cálculo de las tarifas de gas natural y de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de la red gasista, el sistema para determinar la remuneración que corresponda a cada uno de los titulares de las instalaciones gasistas y el procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los distintos agentes que actúen en el sector gasista.

Este sistema económico establece la retribución de las actividades reguladas, fijando un procedimiento de cálculo de las retribuciones por cada una de las actividades. En el caso de instalaciones de almacenamiento de gas natural regasificado y transporte, la retribución se calcula de forma individual, para cada instalación y para las instalaciones de distribución, la retribución se calcula para el conjunto de la actividad de cada empresa distribuidora. Antes del 31 de enero de cada año se establece la retribución correspondiente a las actividades reguladas.

En lo que respecta a las tarifas, peajes y cánones, se establecen criterios generales para su determinación y estructura de las mismas. El sistema de retribución está basado en costes. Los siguientes factores determinan su importe:

- el volumen de gas distribuido;
- inversiones y amortizaciones reconocidas en la red de distribución;
- costes de operaciones y mantenimiento de la red de distribución;
- características específicas del área de distribución, entre las que se incluyen el tamaño y presión de la red de distribución y el número de clientes finales;
- calidad y seguridad del servicio;
- todos aquellos costes necesarios para el desarrollo de la distribución;
- costes comerciales relacionados con los clientes; y
- el coste del gas natural.

El Gobierno determina el importe máximo de las tarifas, peajes y cánones.

Existe un procedimiento de liquidación que ajusta las cantidades que las sociedades recaudan en forma de peajes, cánones y tarifas a la retribución que les corresponde por las actividades reguladas que realizan. Este procedimiento conlleva la remisión periódica de información de las instalaciones a las correspondientes autoridades regulatorias.

Se procede a comentar los distintos conceptos retributivos establecidos:

(i) ***Retribución de Transporte, Almacenamiento y Regasificación***

Tal y como se ha comentado anteriormente, la retribución de la actividad de transporte, almacenamiento y regasificación se realiza por cada una de las instalaciones de cada empresa o grupo de empresas. La retribución está constituida por un término fijo que es función del coste acreditado de las instalaciones. En el caso de instalaciones de regasificación, tiene además del término fijo un término variable en función de los kWh regasificados en el año. Esta retribución se publica en una orden ministerial. Gas Natural sólo posee instalaciones de transporte secundario.

Cuando se dictó el Real Decreto 949/2001, existían instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación ya operativas que no habían sido retribuidas por no existir sistema. Esta norma estableció una remuneración individualizada para cada uno de los elementos ya existentes de acuerdo con su valoración contable, que incluía una amortización lineal, los gastos operativos y los costes financieros.

Se prevén dos procedimientos distintos para fijar el coste total acreditado asociado a las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte dependiendo de cual ha sido el procedimiento de autorización de la instalación en cuestión (forma directa o concurrencia).

En el caso de nuevas instalaciones autorizadas de forma directa, la retribución correspondiente a cada instalación se fija de acuerdo con los valores unitarios de inversión, valores unitarios de operación y mantenimiento, y otros costes necesarios para desarrollar la actividad de regasificación, almacenamiento o transporte y fórmulas y parámetros fijados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El valor de la inversión se calcula a partir una serie de tablas de valores unitarios estándar que se actualizan anualmente en función de la evolución del IPH (semisuma del IPC -índice de precios al consumo- y del IPRI -índice de precios a la industria-), minorado mediante un coeficiente de eficiencia que nunca puede superar 0,85. A partir del valor de la inversión se calculan los costes de explotación y la amortización empleando las tablas de costes unitarios de explotación y las vidas estándar publicadas en la Orden en vigor. El coste financiero se calcula de acuerdo a la media de las obligaciones del estado a 10 años más un diferencial del 1,5%. La amortización se determina mediante la aplicación de una vida media estándar para cada tipo de instalación, y por último, los costes de explotación se calculan a partir de valores históricos.

Para instalaciones autorizadas por el procedimiento de concurrencia, el coste total acreditado de la instalación se calcula conforme a las condiciones de adjudicación del concurso.

Anualmente la retribución anual establecida se actualiza de acuerdo con la evolución del término IPH definido anteriormente al que se le aplica un coeficiente de eficiencia.

La siguiente tabla muestra la retribución de Gas Natural en actividades reguladas, especificándose aquellas vinculadas a las actividades de transporte y distribución, correspondiente a los ejercicios 2002, 2003, 2004 y 2005:

Actividades	2005	2004	2003	2002
Transporte	16,6	16,1	16,0	15,1
Distribución	996,0	927,1	876,9	809,0

* Cifras en millones de euros

(ii) Retribución de la actividad de compraventa de gas

El sistema contempla igualmente una retribución a los transportistas en concepto de la actividad de gestión de compra-venta de gas destinada al mercado a tarifa. La retribución se fija para el conjunto de la actividad, atendiendo a los siguientes criterios: costes de los aprovisionamientos, transportes externos, fletes, mermas y explotación, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad. Esta actividad no está sujeta a la liquidación. Esta retribución no es percibida por Gas Natural.

(iii) Retribución de la actividad de distribución

La retribución de la actividad de distribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, excluidas las acometidas, y se fija atendiendo a los criterios del consumo y el volumen de gas vehiculado, las inversiones y amortizaciones realizadas en las instalaciones de distribución, costes de operación y mantenimiento de las instalaciones, características de las zonas de distribución (longitud, presión de la red y número de consumidores suministrados), seguridad y calidad del servicio, y otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad.

La actualización anual de la retribución se calcula partiendo de la retribución del año anterior multiplicada por el IPH, y considerando el crecimiento de la actividad afectado de dos factores: (i) de eficiencia de captación de consumidores y (ii) de ponderación y eficiencia de la demanda. De esta forma, se remuneran también las inversiones asociadas a los nuevos clientes y al crecimiento de la demanda.

Por este concepto, a Gas Natural se le ha reconocido en los años 2002, 2003, 2004 y 2005 la siguiente retribución (en miles de euros):

Retribución Distribución	2005	2004	2003	2002
Gas Natural SDG	734.728	692.506	664.745	617.501
Gas Andalucía	49.288	44.710	41.617	38.552
Gas Cantabria	15.769	14.192	12.696	11.319
Gas Castilla-La Mancha	21.071	18.538	16.970	15.130
Gas Castilla y León	52.288	47.554	42.712	39.425
Cegas	63.106	56.178	50.133	44.533
Gas La Coruña	3.371	2.804	2.268	1.627
Gas Galicia	18.140	16.018	14.148	12.091
Gas Murcia	9.317	8.197	7.261	6.241
Gas Navarra	19.152	17.499	16.197	15.192
Gas Rioja	9.745	8.894	8.187	7.433
Total Grupo Gas Natural	995.975	927.090	876.934	809.044

* Fuente: Orden ECO 301/2002, Orden ECO 301/2003, Orden ECO/31/2004 y Orden ITC/102/2005.

La siguiente tabla muestra con respecto al año indicado la retribución por la distribución de gas natural, el volumen de gas distribuido, el número de clientes y los kilómetros cubiertos por la red de distribución de Gas Natural.

Ejercicio	Retribución total (millones de euros)	Volumen de gas distribuido (GWh) ⁽³⁾	Núm. de puntos de suministro (miles)	Núm. De clientes en mercado regulado (miles)	Red de distribución (Km.)
2005 ⁽¹⁾	746	105.181	5.033	3.183	39.146
2004	928	127.065	4.808	3.550	37.534
2003	877	125.814	4.482	4.304	34.701
2002 ⁽²⁾	809	133.991	4.194	4.173	31.648

⁽¹⁾ Nueve primeros meses finalizados a 30 de septiembre de 2005.

⁽²⁾ El marco regulatorio que determina la remuneración se modificó en el año 2002. En consecuencia los resultados anteriores al 18 de febrero de 2002 no son comparables.

⁽³⁾ Las ventas en la distribución de gas incluyen la distribución y venta regulada de gas así como los servicios de acceso a terceras partes a la red de distribución. No obstante, dichas ventas no incluyen el volumen de distribución a las comercializadoras del Grupo Gas Natural en el mercado liberalizado.

(iv) Retribución de la actividad de suministro a tarifa

En esta retribución quedan incluidos los costes en los que incurren los distribuidores para atender el suministro de gas natural a tarifa. Estos costes comprenden los costes propios de la actividad, las mermas en las redes de distribución y el coste del capital circulante derivado de la financiación entre la adquisición y el cobro de la materia prima. Esta actividad no está sujeta al sistema de liquidación.

La siguiente tabla muestra la retribución y principales parámetros de la actividad de suministro de gas a tarifa para los ejercicios indicados.

Ejercicio	2005	2004	2003	2002
Suministro a tarifa (millones de euros)	68	78	92	78
Demanda < 4 bar (GWh)	27.747	32.331	37.740	29.078
Demanda > 4 bar (GWh)	23.623	19.209	24.401	41.005

(v) Retribución de los costes por la gestión técnica del sistema

El Gestor Técnico del Sistema, que es Enagas, tiene reconocida una retribución por el ejercicio de su actividad. Dicha retribución se determina tomando en consideración los costes de operación, mantenimiento y control, así como otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad.

Coste del gas y precio de cesión

El coste del gas para el suministro a tarifa se determina con base en el coste medio de adquisición de la materia prima, en posición “*Cost, Insurance and Freight*” o CIF (esto es, Coste, Seguro y Flete), por parte de los transportistas, incluyendo los costes necesarios para el posicionamiento del gas en la red básica.

El Real Decreto 6/2000 establece que el contrato Sagane I se destine al suministro a tarifa. La fórmula del coste del gas se basa en este contrato más las necesidades de GNL para atender la estacionalidad de la demanda. Se actualiza dependiendo del valor promedio a corto plazo del crudo Brent, de acuerdo con unas fórmulas indexadas con el precio del crudo Brent Spot y de productos derivados del petróleo en los mercados internacionales, así como de la paridad del dólar americano y el euro. En la fórmula de 2004, que resulta asimismo aplicable al ejercicio 2005, el precio se revisó cada tres meses en función de las cotizaciones del crudo y productos de los 6 meses anteriores y de la paridad del dólar americano y el euro del mes anterior al trimestre de aplicación.

El precio de cesión es el precio que pagan los distribuidores a los transportistas por el gas entregado con destino el mercado de tarifa. Incluye el coste de materia prima destinado al mercado de tarifa, los costes de gestión de compra-venta de gas natural de los transportistas destinado al mercado de tarifa y el coste medio de regasificación. Este precio se establece regulatoriamente.

El 27 de octubre de 2005 se publicó la Orden 3321/2005 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por la que se modificó la fórmula para el cálculo del coste de la materia prima (CMP) previsto para el año 2005. En esta Orden se reconoce el extracoste ocasionado en el suministro de gas al mercado regulado, como consecuencia de: (i) una demanda en 2005 superior a la previsión realizada en 2004 a efectos de calcular los costes de suministro de gas al mercado regulado; y (ii) la diferencia del coste de adquisición del gas en los mercados internacionales respecto a la CMP, de estas cantidades no previstas.

Mercado regulado

(i) Tarifas gas natural

En la regulación de precios de gas natural, el Real Decreto 949/2001 estableció una única ordenación basada en tres escalones de presión de suministro: Grupo 3º, para suministros a presiones menores o iguales a 4 bares, Grupo 2º para los suministros a presión mayor que 4 y menor o igual a 60 bares, y Grupo 1º para los suministros a presiones superiores 60 bares. Dentro de cada grupo existen distintas tarifas en función del volumen de gas consumido anualmente (cuatro tarifas distintas en el Grupo 3º, seis en el Grupo 2º y tres en el Grupo 1º).

Con este Real Decreto también se suprimió el anterior sistema de cuantificación de las tarifas basado en el coste de las energías alternativas (aplicado en las tarifas industriales) que se sustituyó por un sistema basado en costes de retribución de las actividades reguladas que se reconocen en el mercado y se extendió a todas las tarifas el mecanismo de revisión trimestral del Coste Unitario de la Materia Prima (Cmp) que anteriormente se aplicaba exclusivamente a las tarifas del mercado doméstico-comercial y se suprimió, por lo tanto, la revisión mensual de las tarifas industriales.

Este marco tarifario en vigor, se ha venido desarrollando anualmente mediante la publicación de la correspondiente Orden Ministerial en el mes de enero de cada año. Dicha Orden establece las tarifas de aplicación en función de las necesidades financieras del sistema gasista, resultado a su vez, de las previsiones de ventas, de las necesidades de retribución de las actividades reguladas y del coste de la materia prima (Cmp).

La fórmula del Cmp, función de las cotizaciones de una cesta de crudo con su equivalencia a productos, se evalúa cada tres meses, revisándose las tarifas en el caso de que su variación supere el $\pm 2\%$. Esta modificación de la Cmp se traslada linealmente con un factor multiplicativo calculado anualmente a los términos de energía de cada uno de los escalones de las tarifas. Este mecanismo sustituye al anterior procedimiento de revisión basado en la traslación de la variación porcentual del precio medio de referencia a los términos fijo y energía de las tarifas.

En cumplimiento de lo establecido en el Anexo I del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, esta Orden procedió a actualizar los derechos de acometida para los suministros conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bares, de acuerdo con la evolución del coeficiente $0,75*IPH$ ($IPH = \text{semisuma de IPC e IPRI}$).

(ii) Peajes o cánones de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

Los peajes de acceso de terceros actualmente en vigor se establecieron en el Real Decreto 949/2001, diferenciando entre:

- Peaje de regasificación que incluía 10 días de almacenamiento operativo recogido en el Real Decreto 949/2001 y que se aplica a la carga de cisternas de GNL. Posteriormente el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, 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 (CORES), en su Disposición final primera redujo este almacenamiento a cinco días.
- Peaje de transporte y distribución, que pasó a ser independiente de la distancia recorrida y que incluía cinco días de almacenamiento operativo. Se estructura en un término fijo mensual de reserva de capacidad en función del caudal diario contratado y un término de conducción en función de los KWh. de gas

vehiculado, y que se estructuró en los mismos tramos que las tarifas del mercado regulado. Posteriormente, el citado Real Decreto 1716/2004, en la misma Disposición final primera, redujo este almacenamiento a dos días.

- Canon de almacenamiento subterráneo, que incluye un término fijo y un término variable.
- Canon de almacenamiento de GNL.

Con carácter anual, se han ido actualizando los valores de aplicación de los peajes en función de las previsiones anuales de retribución e ingresos. Desde el 1 de enero de 2006, está en vigor la Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los cánones y peajes asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, que ha reducido en un 1,3% los peajes incluidos en la Orden del Ministerio de Economía y Hacienda 32/2004, de 15 de enero. Esto ha sido posible a pesar del aumento de las necesidades retributivas derivadas de la puesta en servicio de nuevas instalaciones debido al importante incremento previsto de la demanda (se espera que el año 2006 finalice con un aumento previsto del 15% en las ventas y una cifra total de clientes que supere los 6,5 millones).

(iii) Evolución de los precios de gas natural en el último año

Como ya se mencionó anteriormente, la Orden anual en vigor que determina las tarifas, establece un procedimiento de revisión trimestral de las tarifas aplicadas a los consumidores finales los meses de enero (la propia Orden), abril, julio y octubre, en función de la evolución del Cmp.

A lo largo del año 2004, tuvieron lugar las correspondientes revisiones del Cmp, la primera de las cuales tuvo lugar el 20 de abril, originando una rebaja de tarifas que osciló entre el 1% para los usuarios domésticos y comerciales (con presión de suministro igual o inferior a 4 bar) y el 2,6% para las grandes empresas industriales (con presión de suministro superior a 60 bares). El 20 de julio tuvo lugar la segunda revisión del año, esta vez de sentido contrario a la de abril debido a un escenario de precios de crudo y derivados totalmente diferente, originando un nuevo incremento de tarifas que osciló entre el 2,6% para el consumidor doméstico y comercial y el 7,5% para el gran consumidor industrial. Por último, el 19 de octubre tuvo lugar la última revisión del año, con el mismo signo que la revisión de julio, con unos incrementos del 1,4% para los consumidores doméstico-comerciales y del 5,14% para los grandes consumidores industriales.

El 19 de abril de 2005 tuvo lugar una revisión del Cmp que, en consonancia con la misma tendencia al alza de las últimas revisiones, supuso unos incrementos que oscilaron entre el 0,99% para el mercado doméstico al 3,5% para los grandes consumidores industriales.

En resumen, desde julio de 2004 inclusive, todas las revisiones de las tarifas (cuatro en total) han sido al alza, lo que supone un incremento acumulado desde abril de 2004 a abril de 2005 del 14% para la tarifa interrumpible y del 13% para la tarifa industrial firme (consumidor de 50 Millones kWh./año, tarifa 2.4).

En el caso de los consumidores domésticos, los incrementos han sido inferiores debido al menor peso que el coste de la materia prima tiene en la tarifa. En este caso los incrementos acumulados oscilan entre un 4% para el consumidor medio de la tarifa 3.1 y el 5% para el consumidor de la tarifa 3.2.

En la última revisión trimestral de tarifas, se ha incluido un ajuste que refleja parcialmente el coste de GNL en el mercado mayorista. Como resultado, con fecha de

28 de octubre de 2005, se aprobaron las nuevas tarifas aplicables a los clientes en el mercado regulado, incrementándose en un 19,2% el término variable de la tarifa aplicable a los clientes industriales (tarifa 2.5) y un 7,22% el término variable de la tarifa aplicable al mercado residencial (tarifa 3.1).

El 30 de diciembre de 2005 se publicó en el BOE la Orden ITC/4101/2005, de 27 de diciembre, sobre las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para el ejercicio 2006. Dicha Orden implicó una nueva subida que fluctuó entre el 4% para los consumidores domésticos y el 11% para los grandes consumidores industriales.

10. RECURSOS DE CAPITAL

10.1 Información relativa a los recursos de capital del emisor (a corto y a largo plazo)

Fondos Propios

A continuación se incluye un resumen de la situación de los fondos propios del Grupo a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 y 31 de octubre de 2005.

<i>Cifras en millones de euros</i>	31/10/2005	2004	2003	2002
Fondos Propios ⁽¹⁾				
Capital suscrito	448	447,8	447,8	447,8
Reserva de la sociedad dominante ⁽²⁾	n/a	3.109,4	2.992,0	2.281,9
Ganancias acumuladas ⁽²⁾	4.327	n/a	n/a	n/a
Otras reservas ⁽²⁾	158	n/a	n/a	n/a
Reserva en Sociedades Consolidadas	n/a	1.072,6	876,3	941,4
Diferencias de conversión	135	(499,6)	(481,8)	(408,1)
Otros ajustes por valoración	330	n/a	n/a	n/a
Beneficio del ejercicio ⁽³⁾	n/a	633,9	568,5	805,8
Dividendo a cuenta	n/a	(120,9)	(95,2)	(76,1)
Total	5.398	4.643,2	4.307,6	3.992,7

⁽¹⁾ Años 2002-2004 conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA"). Diez primeros meses del 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

⁽²⁾ Cambio de criterio por adaptación a las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

⁽³⁾ El beneficio del ejercicio con arreglo a las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") se encuentra incorporado en la magnitud "ganancias acumuladas".

La Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2005 aprobó un aumento del 18,3% en el dividendo y abonar un total de 0,71 euros por acción a cargo de los resultados del ejercicio 2004, de los que 0,27 euros fueron pagados el 11 de enero de 2005 y los 0,44 por acción restantes el 1 de julio de 2005. Esta cifra representa un payout del 50,2% sobre el beneficio reportado en el ejercicio 2004.

Con fecha 31 de octubre de 2005, el patrimonio del Grupo Gas Natural ascendía a 5.673 millones de euros, con un crecimiento del 18,4% con respecto al mismo periodo del año anterior. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural 5.398 millones de euros, con un incremento del 18,09% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Socios externos

La composición del saldo de socios externos por sociedades, a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, es la siguiente:

<i>Cifras en millones de euros</i>	2004		2003		2002	
	Capital y Reservas	Resultados	Capital y Reservas	Resultados	Capital y Reservas	Resultados
Participaciones en						
Europe Maghreb Pipeline, LTD.	10,2	17,0	24,8	16,3	17,4	19,2
Gas Galicia SDG, S.A.	14,1	0,5	13,6	0,7	13,9	(0,3)
Gas Natural Castilla y León S.A.	8,0	1,3	7,9	1,3	7,7	1,3
Subgrupo Argentina	18,6	5,8	4,6	16,7	37,3	(31,4)
Subgrupo Colombia	78,8	15,6	70,2	8,1	68,5	8,1
Subgrupo México	29,6	3,6	31,8	(1,7)	42,9	(4,6)
Subgrupo Brasil	30,5	9,3	-	-	-	-
Resto	10,9	2,7	14,9	2,6	21,1	(0,1)
Total	200,7	55,8	167,8	44,0	208,8	(7,8)
Total capital, reservas, resultados	256,5		211,8		201,0	

* Conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA").

Endeudamiento financiero bruto

Se incluye a continuación el detalle del endeudamiento financiero bruto, neto y total a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España (PGCA), y a 31 de octubre de 2005 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF):

<i>Cifras en millones de euros</i>	2005 10M	2004	2003	2002
Deuda con entidades de crédito y otras deudas financieras a largo plazo	2.520	1.570,1	1.386,3	1.471,1
Deuda con entidades de crédito y otras deudas financieras a corto plazo	527	693,3	505,4	532,1
Emisión de obligaciones y otros valores negociables a largo plazo	553	554,5	549,8	556,1
Emisión de obligaciones y otros valores negociables a corto plazo	76	30,0	30,1	29,6
Endeudamiento financiero bruto	3.676	2.847,9	2.471,6	2.588,9
Tesorería, efectivo y otros medios líquidos equivalentes				
Efectivo y otros medios equivalentes	288	-	-	-
Tesorería	-	90,1	105,7	44,7
Inversiones financieras temporales	-	184,2	496,7	917,2
Endeudamiento financiero Neto	3.388	2.573,6	1.869,2	1.627,0
Fondos propios / Endeudamiento Finan. Bruto (x)	1,5	1,6	1,7	1,5
Endeudamiento Fin. Bruto / EBITDA (x)	3,0	2,1	2,1	1,9
Deuda Finan. A C/P / End. Finan. Bruto (%)	16	22,9	20,2	19,8
Endeudamiento Financiero bruto / Pasivo Total (%)	29	25,1	24,7	29,4
Deuda Neta / EBITDA (Ratio)	2,7	1,9	1,6	1,2

Garantías comprometidas con terceros

A 31 de octubre de 2005, Gas Natural tiene otorgados avales y garantías a sociedades del Grupo por importe de 1.579 millones de euros. Asimismo, el Grupo ha solicitado avales a entidades financieras por importe de 831 millones de euros por litigios en curso o tráfico comercial de las sociedades del Grupo.

El Grupo estima que los pasivos no previstos al 31 de octubre de 2005, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales presentados, no serían significativos.

Asimismo, tal y como se explica con mayor detalle en el apartado 2.5 del Capítulo II del presente Folleto, Gas Natural ha presentado ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores dos avales bancarios solidarios e irrevocables otorgados a su favor por la Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa") y Société Générale, todo ello con motivo de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa.

Cobertura de tipo de cambio

Como instrumento de cobertura de ciertas transacciones de compra de gas denominadas en moneda extranjera, Gas Natural tiene contratados, a 31 de octubre de 2005, seguros de cambio por un importe total de 1.570 millones de dólares americanos.

Asimismo, existen contratos de cobertura por otros conceptos por importe de 4,6 millones reales brasileños.

Operaciones de cobertura sobre los tipos de interés

El Grupo Gas Natural tiene contratados, a 31 de octubre de 2005, las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

	<u>Nocional contratado</u>	<u>Vencimiento</u>
De variable a fijo	150 millones de euros	2005
De variable a fijo	3,7 millones de euros	2007
De variable a fijo	1.000 millones de pesos mejicanos	2006
De variable a variable	120 millones de euros	2007
De variable a fijo	2,0 millones de euros	2006
De variable a fijo	1.000 millones de pesos mejicanos	2008
De variable a fijo	450 millones de euros	2011
De variable a fijo	13,3 millones de euros	2013
De variable a fijo	198 millones de dólares estadounidenses	2017
De variable a fijo	3,7 millones de euros	2014
De variable a fijo	2,7 millones de euros	2011
De variable a fijo	3,7 millones de euros	2007

Operaciones sobre tipos de interés

A 31 de octubre de 2005, el Grupo Gas Natural mantenía las siguientes opciones sobre tipo de interés:

	<u>Nocional contratado</u>	<u>Vencimiento</u>
De variable a fijo	12,5 millones de euros	2016
De variable a fijo	18,7 millones de euros	2009
De variable a fijo	4,2 millones de euros	2010
De variable a fijo	17,3 millones de euros	2012

Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés

A 31 de octubre de 2005, el Grupo Gas Natural tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés. El detalle de las operaciones existentes, a 31 de octubre de 2005, es el siguiente:

	<u>Nocional contratado</u>	<u>Vencimiento</u>
De variable a variable	153,5 millones de dólares estadounidenses	2006
De variable a fijo	58 millones de dólares estadounidenses	2009
De variable a fijo	422 millones de reales brasileños	2009

Derivados

A continuación se describen las operaciones de financiación y de derivados, a 31 de diciembre de 2004, desglosadas por divisas aplicables, el tipo de financiación y tipos de interés de referencia.

Instrumentos de deuda a tipo variable	Total	Vencimiento previsto						Valor razonable
		2005	2006	2007	2008	2009	2010 y siguientes	
(en millones de euros, excepto los porcentajes)								
Préstamos con entidades financieras:								
<i>Bancos comerciales:</i>								
EUR	659,18	101,50	12,39	196,25	30,15	108,15	210,74	659,18
Tipo interés		(7,00)%	0,25%	0,32%	0,25%	0,25%	0,19%	
USD	287,29	49,35	22,27	9,60	10,60	11,60	183,87	287,29
Tipo interés		1,18%	1,18%	3,40%	1,18%	1,18%	1,73%	
BRL	215,64	39,30	23,20	36,40	25,20	63,90	27,64	215,64
Tipo interés		3,35%	3,35%	3,35%	3,35%	3,35%	3,35%	
COP	45,39	21,66	15,61	6,93	1,19			45,39
Tipo interés		2,77%	2,77%	2,77%	2,77%			
MXN	187,54	187,54						187,54
Tipo interés		3,35%						
Bancos institucionales								
EURO	5,40	1,80	1,80	1,80				5,40
Tipo interés		0,27%	0,27%	0,27%				
USD	151,40		28,62	28,62	28,62	28,62	36,92	151,40
Tipo interés			(0,08)%	(0,08)%	(0,08)%	(0,08)%	(0,09)%	
BRL	36,16						36,16	36,16
Tipo interés							2,7%	
Programa EMTN								
COP	27,31	0,94	2,19	10,67	13,51			27,31
Tipo interés		10,00%	3,46%	10,50%	7,70%			
Deuda variable	1.615,31	402,09	106,08	290,27	109,27	212,27	495,33	

Instrumentos de deuda a tipo fijo	Total	Vencimiento previsto						Valor razonable
		2005	2006	2007	2008	2009	2010 y siguientes	
(en millones de euros, excepto los porcentajes)								
Préstamos con instituciones financieras:								
<i>Bancos comerciales:</i>								
EUR	80,14	80,14						80,90
Tipo interés	5,35%	5,35%						
USD	65,60	65,60						66,85
Tipo interés	12,00%	12,00%						
MXN	132,46	132,46						136,00
Tipo interés	13,62%	13,62%						
ARS	7,45	7,45						7,51
Tipo interés	8,46%	8,46%						
Bancos institucionales								
USD	421,57	35,26	71,93	65,73	65,73	65,73	117,19	430,05
Tipo interés	7,40%	8,04%	7,56%	7,48%	7,48%	7,48%	6,98%	
Programa EMTN								
EUR	525,00						525,00	590,73
Tipo interés	6,13%						6,13%	
Deuda fija	1.232,22	320,91	71,93	65,73	65,73	65,73	642,19	

Contratos de permuta de tipo de interés	Total	Vencimiento previsto						Valor razonable
		2005	2006	2007	2008	2009	2010 y siguientes	
(en millones de euros, excepto los porcentajes)								
Variable a variable	120,2			120,2				1,7
Importe contractual/nocional (EUR)								
Tipo medio de pago (EUR)				Euribor 6m-0,10%				
Tipo medio de cobro (EUR)				Euribor 6m+0,30%				
Variable a fijo								
Importe contractual/nocional (EUR)	307,4	4,9	1,3	1,2			300,0	(1,6)
Tipo medio de pago (EUR)		4,48%	4,48%	5,22%			3,6525%	
Tipo medio de cobro (EUR)		Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m			Euribor 3m	
Importe contractual/nocional (USD)	149,7	5,1	5,0	5,3	5,8	6,6	121,9	(19,2)
Tipo medio de pago (USD)		6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	
Tipo medio de cobro (USD)		Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	
Importe contractual/nocional (EUR)	8,4		2,0	3,7			2,7	(0,4)
Tipo medio de pago (EUR)			Tipo fijo	Tipo fijo			Tipo fijo	
Tipo medio de cobro (EUR)			Euribor 3m	Euribor 3m			Euribor 3m	
Vencimiento previsto								
Contratos a plazo sobre tipos de interés	Total	2005	2006	2007	2008	2009	2010 y siguientes	Valor razonable
(en millones de euros, excepto los porcentajes)								
Variable a fijo								
Importe contractual/nocional (EUR)	300,0	300,0						0,2
Tipo medio de pago (EUR)		2,32%						
Tipo medio de cobro (EUR)		Euribor 6m						
Vencimiento previsto								
Opción sobre tipos de interés	Total	2005	2006	2007	2008	2009	2010 y siguientes	Valor razonable
(en millones de euros, excepto los porcentajes)								
Collar								
Importe contractual/nocional (EUR)	12,7		0,9	0,9	1,0	1,0	8,9	(0,3)
CAP de compra (EUR)			3,35%	3,35%	3,35%	3,35%	3,35%	
FLOOR de venta (EUR)			5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	

Permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distinto tipos de interés	Total	Vencimiento previsto					2010 y siguientes	Valor razonable
		2005	2006	2007	2008	2009		
(en millones de € excepto porcentajes)								
Variable a Variable								
Importe								
Contractual/Nocional (EUR)	127,7	127,7	-	-	-	-	(12,9)	
Tipo medio de pago (EUR)	-	3m+ 0.33%	-	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)	-	3m+ 0.30%	-	-	-	-	-	
Importe								
Contractual/Nocional (EUR)	38,4	4,7	6,0	5,0	22,7	-	(6,3)	
Tipo medio de pago (BRL)	-	101,07%	103,00%	103,00%	103,00%	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)	-	Libor +2,28%	Libor +2,65%	Libor +2,65%	Libor +2,65%	-	-	
Variable a Fijo								
Importe								
Contractual/Nocional (EUR)	82,4	12,7	20,0	17,5	16,5	15,7	(18,5)	
Tipo medio de pago (BRL)	-	112,45%	110,93%	110,43%	111,62%	111,61%	-	
Tipo medio de cobro (USD)	-	CDI	CDI	CDI	CDI	CDI	-	
Fijo a Fijo								
Importe								
Contractual/Nocional (EUR)	3,1	3,1	-	-	-	-	(0,1)	
Tipo medio de pago (BRL)	-	Taxa Pre 10,79%	-	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)	-	US\$	-	-	-	-	-	

Contratos a plazo de divisas	Total	Vencimiento previsto					2010 y siguientes	Valor razonable
		2005	2006	2007	2008	2009		
(en millones de € excepto tipos de cambio)								
Euro/USD	402,4	402,4	-	-	-	-	(15)	
Tipo medio de cambio	-	1,30	-	-	-	-	-	

10.2 Explicación de las fuentes y cantidades y descripción narrativa de los flujos de tesorería del emisor

El apartado 20.1 del presente Capítulo VI incluye una tabla de los Estados de Flujos de Efectivo de Gas Natural correspondientes al periodo 2002-2004, así como una explicación sobre dichos flujos de tesorería. Además el apartado, 20.6 del presente Capítulo VI, incluye una tabla de los Estados de Flujos de Efectivo de Gas Natural correspondientes al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2004 y 2005, así como una explicación de los mismos.

Fondo de maniobra operativo

A continuación se incluye una tabla en la que se muestra el fondo de maniobra operativo de Gas Natural.

Cifras en millones de euros	2005 10M	2004	2003	2002
Existencias	454	263,7	317,9	299,8
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.787	1.895,5	1.432,7	1.343,7
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	1.784	1.891,4	1.541,0	1.338,9
Fondo de maniobra operativo	457	268	210	305

Con arreglo a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), el fondo de maniobra operativo queda incluido en los Estados de Flujos de Efectivo. Los apartados 20.1.4 y 20.7.3 del presente Capítulo VI describen las variaciones más significativas de los Estados de Flujos de Efectivo para los ejercicios 2002, 2003 y 2004, así como para los diez primeros meses de los ejercicios 2004 y 2005 bajo criterios NIIF.

La siguiente tabla detalla las variaciones en el fondo de maniobra operativo (excluyendo los efectos de los cambios en el perímetro de consolidación y las diferencias de conversión):

<i>Cifras en millones de euros</i>	2005 10M	2004	2003	2002
Existencias	184	(69)	8	(89)
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(103)	433	114	463
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	21	(251)	(214)	(391)
Variación fondo de maniobra operativo	102	113	(92)	(17)

Período medio de pago a proveedores

Entre las actividades desarrolladas por Gas Natural, la parte más significativa de pagos a proveedores se corresponde con la compra de gas. Dicha compra se formaliza en contratos de larga duración; si bien las correspondientes liquidaciones se realizan periódicamente siendo su periodo medio de pago inferior a treinta días. El resto de los pagos a proveedores se corresponde con los pagos relacionados directamente con las inversiones llevadas a cabo en el inmovilizado material, fundamentalmente para el mantenimiento del inmovilizado actual y la expansión de las actividades del Grupo Gas Natural. En esto último caso, es destacable el periodo medio de pago de las inversiones llevadas a cabo en las unidades de ciclo combinado que se liquidan una vez certificado el alcance de los hitos programados.

Período medio de cobro a clientes

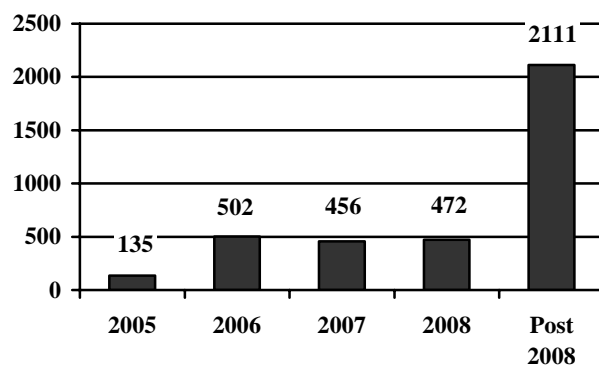
En lo que respecta a la gestión de cobro a clientes, Gas Natural utiliza, principalmente, para los clientes domésticos el servicio bancario de domiciliación, siendo, en España, el período medio de cobro a clientes domésticos de, aproximadamente, 14 días.

10.3 Información sobre los requisitos de préstamo y la estructura de financiación del emisor

Los datos relativos al conjunto de los créditos que en la actualidad mantiene Gas Natural con entidades de crédito son los siguientes (*deuda financiera neta a 31 de octubre de 2005 y calendario de vencimiento del principal de la deuda financiera bruta*):

(€millones)	31/10/2005	%
EUR	1.832,5	54,1
USD	625,4	18,4
BRL	388,8	11,5
MXN	368,4	10,9
COP	67,3	2,0
USD-Argentina	57,9	1,7
Resto	47,9	1,4
Total deuda financiera neta	3.388,2	100

La deuda financiera neta de Brasil incorpora la valoración de derivados.



A 31 de octubre de 2005, el 52,9% de la deuda de Gas Natural devenga un interés a tipo fijo, mientras que el resto lo hace a tipo variable. El tipo de interés medio de la deuda durante los ejercicios cerrados, a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, ha sido de 5,73%, 5,70% y 5,90%, respectivamente.

Préstamos Externos

La siguiente tabla describe la deuda financiera bruta consolidada de Gas Natural, a 31 de octubre de 2005, así como su perfil de vencimiento:

<i>Cifras en millones de euros</i>	Vencimiento						Total
	2005	2006	2007	2008	2009	Después	
Deuda Euro	107,0	125,1	234,9	13,0	13,0	1.407,3	1.900,3
Deuda en moneda extranjera							
Dólares americanos	11,3	136,1	115,9	117,6	158,9	296,0	835,8
Peso mexicano	-	148,0	-	227,0	-	-	375,0
Real brasileño	17,0	39,0	72,2	72,0	62,1	76,9	339,2
Peso colombiano	-	32,0	24,0	29,0	-	-	85,0
Peso argentino	-	-	-	-	48,0	-	48,0
Permutas financieras de tipo de interés (swap)	-	22,0	9,0	13,0	16,0	33,1	93,1
Total	135,3	502,2	456,0	471,6	298,0	1.813,3	3.676,4

Los datos especificados en la tabla anterior no tienen en cuenta el impacto derivado de la financiación obtenida por Gas Natural como consecuencia de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa.

El tipo de interés medio de la deuda financiera bruta denominada en euros durante los diez primeros meses del 2005 ha sido del 3,72%, y el tipo de interés medio de la deuda financiera bruta denominada en moneda extranjera durante el mismo periodo ha sido del 11,09%

Las exigencias de préstamos de Gas Natural no resultan afectadas significativamente por la estacionalidad.

Programa de Papel Comercial (ECP)

En el mes de marzo de 2001, Gas Natural suscribió un programa de papel comercial (ECP) en euros en virtud del cual puede emitir hasta un máximo de 1.000 millones de euros o su equivalente en divisas alternativas. A 31 de octubre de 2005, se ha dispuesto de un principal acumulado de 50 millones de euros bajo este programa de papel comercial en euros.

Programa de Notas a Medio Plazo (EMTN)

En el año 1999, Gas Natural suscribió un programa de notas a medio plazo en euros en virtud del cual puede emitir hasta un máximo de 2.000 millones de euros. A 31 de octubre de 2005, se ha dispuesto de un principal acumulado de 525 millones de euros bajo este programa de notas a medio plazo en euros.

Líneas de crédito

A 31 de octubre de 2005, Gas Natural ha suscrito líneas de crédito comprometidas por un importe acumulado de 1.105 millones de euros, de los cuales 738 millones de euros, es decir el 67,0% no ha sido dispuesto. El desglose geográfico de las líneas de crédito dispuestas es el siguiente: en Europa, 281 millones de euros (bancos comerciales); en México, 74 millones de euros; y en Puerto Rico, 12 millones de euros.

Préstamos

Préstamos en euros (bancos comerciales). Los préstamos europeos de Gas Natural incluyen un préstamo en modalidad “Club Deal” por 600 millones de euros con vencimiento en 2011, un préstamo sindicado por 120 millones de euros con 14 instituciones financieras españolas con vencimiento en 2007, uno bilateral por 50 millones de euros con vencimiento en 2007 y préstamos por un principal acumulado de 41 millones de euros con un grupo de bancos italianos.

Préstamos concedidos para el Gasoducto EMPL (bancos institucionales). En 1994 Gas Natural suscribió un préstamo por importe de 450 millones de dólares americanos con el BEI, estructurado en tres tramos con vencimientos entre el 2005 y el 2010. En 1995, Gas Natural suscribió un préstamo por importe de 200 millones de dólares americanos con el ICO con vencimiento entre 2006 y 2010. Ambos préstamos se concedieron en relación con la construcción del gasoducto Europa-Magreb. A 31 de octubre de 2005, se han dispuesto de 410 millones de dólares (341 millones de euros) del préstamo BEI, y 200 millones de dólares (166 millones de euros) del préstamo ICO. El vencimiento medio de esta deuda es de 2,5 años.

Financiación bancaria en Latinoamérica. A 31 de octubre de 2005, la deuda latinoamericana de Gas Natural alcanzaba los 970 millones de euros (incluidos 74 millones de euros en las líneas de crédito mexicanas citadas más arriba) con un amplio abanico de instituciones financieras, de las que el 58% están garantizados por la sociedad matriz. El desglose geográfico de los préstamos latinoamericanos es el siguiente: Argentina, 112 millones de euros; México, 377 millones de euros; Colombia, 85 millones de euros; y Brasil, 395 millones de euros. Toda la deuda latinoamericana está denominada en moneda local excepto la argentina, donde la deuda está denominada principalmente en dólares americanos.

Financiación estructurada de Proyectos

Operadores de Parques Eólicos (bancos comerciales). A 31 de octubre de 2005, los operadores de parques eólicos Dersa y Sinia XXI tenían 177 millones de euros pendientes, principalmente relativos a financiación estructurada de proyectos. Más del 50% de esta deuda vence en o después de 2010.

Puerto Rico (Bancos comerciales). A 31 de octubre de 2005, Gas Natural tenía 255 millones de euros (incluyendo 12 millones de euros de las líneas de crédito citadas más arriba) de deuda atribuible pendiente asociada a la financiación de los proyectos de una planta de ciclo combinado y de regasificación en Puerto Rico. Más del 60% de esta deuda vence en o después de 2010.

Calificaciones crediticias

La siguiente tabla muestra las calificaciones de la deuda de Gas Natural a corto y a largo plazo a la fecha del presente Folleto.

Agencia	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Moody's	A2	P-1	En observación-Posible rebaja
Standard & Poor's	A+	A-1	En observación-Negativa
Fitch	A+	F1	En observación-Negativa

Tras la formulación de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, con fecha 6 de septiembre de 2005, las agencias de calificación Moody's, Standard & Poor's y Fitch situaron la calificación crediticia de Gas Natural en "en observación - posible rebaja" ("*Credit Watch - Posible rebaja*"), "en observación - negativa" ("*Credit Watch - Negativa*") y "en observación - negativa" ("*Rating Watch - Negativa*"), respectivamente.

Cabe destacar que las calificaciones antes citadas pueden ser objeto, en cualquier momento, de una nueva revisión y evaluación independiente.

Por último, los términos del contrato de préstamo relativo a la financiación de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, se describen con mayor detalle en el apartado 2.6 del Capítulo II de este Folleto.

10.4 Información relativa a cualquier restricción sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, haya afectado o pudiera afectar de manera importante a las operaciones del emisor

La deuda financiera del Grupo Gas Natural contiene las obligaciones habituales en contratos de esta naturaleza, no habiéndose producido incumplimiento de tales obligaciones a la fecha del presente Folleto. Asimismo Gas Natural considera que la consumación de la presente Oferta, lo que conllevaría el incremento de la deuda de Gas Natural, tampoco daría lugar al incumplimiento de tales obligaciones. En particular, la deuda financiera del Grupo Gas Natural incluye, entre otras, obligaciones del siguiente tipo:

- obligación de no enajenar bienes o elementos de su activo fijo inmovilizado por encima de determinados importes con algunas excepciones (tales como, la disposición por Gas Natural de acciones de Enagas). En otros casos, es posible proceder a la enajenación de bienes o elementos del activo fijo inmovilizado bien hasta la suma máxima de 1.000.000.000 euros (teniendo en cuenta el valor neto contable de adquisición de los bienes o elementos objeto de enajenación), o bien por encima de dicho importe siempre que se cumplan las 2 condiciones siguientes:
 - (i) que la enajenación se realice a cambio de contraprestación equivalente que, en todo caso, deberá ser superior al valor contable del bien enajenado; y
 - (ii) que el total producto de la enajenación se reinvierta, en el plazo máximo de 24 meses, en el desarrollo de actividades "*multiutility*" (aquellas actividades precisas para la prestación integral de servicios y suministros relacionados con cualquier tipo de fuentes de energía).

Asimismo, Gas Natural ha asumido la obligación de tomar las medidas necesarias para que las filiales significativas de Gas Natural (entre las cuales se encontraría Endesa una vez completada la Oferta) cumplan también con la obligación anteriormente mencionada, debiendo en tal caso calcularse el importe de

1.000.000.000 euros de forma agregada respecto a todas las disposiciones realizadas por Gas Natural y sus filiales conjuntamente durante la vigencia de la financiación en relación con la cual Gas Natural ha asumido este compromiso.

Las desinversiones que Gas Natural lleve a cabo en el marco de la presente Oferta, con arreglo a lo dispuesto en el apartado 4.1.3 del Capítulo IV del presente Folleto, no afectarán al cumplimiento de la obligación de reinversión descrita en el párrafo anterior, en la medida en que Gas Natural realice las inversiones previstas en el apartado 5.2.3 del presente Capítulo VI;

- con algunas excepciones, se restringe la concesión de financiación y garantías personales a favor de terceros por encima de determinados importes;
- prohibición de constitución de garantías reales sobre activos por encima de determinados importes;
- obligación de mantener asegurados bienes e instalaciones en la forma que es habitual en las empresas de su mismo sector, de mantenerse al corriente en el pago de las primas y de cumplir las demás obligaciones que le impongan las correspondientes pólizas de seguro;
- obligación de cumplir con determinados ratios financieros;
- limitaciones respecto de reorganizaciones societarias, tales como, escisiones, segregaciones, disposición de activos, exceptuándose, en algunos casos, entre otras, aquellas realizadas dentro del Grupo, o requeridas legal y/o regulatoriamente;
- restricciones a modificaciones en los estatutos sociales y en los contratos más relevantes, siempre que ello implique un cambio en las actividades; y
- otras habituales en contratos financieros de esta naturaleza, como cláusulas de *pari passu*.

Adicionalmente, uno de los préstamos concedidos para el Gasoducto EMPL establece que cualquier hecho o cambio que afecte de un modo adverso y significativo a la explotación del gasoducto Europa-Magreb puede constituir un supuesto de incumplimiento siempre que este afecte al compromiso del pago del préstamo. Por otra parte, algunos de los préstamos otorgados en Latinoamérica contienen limitaciones a la distribución de dividendos de las sociedades filiales latinoamericanas de Gas Natural. El importe de dichos dividendos no representa un importe significativo sobre los resultados de Gas Natural.

10.5 Información relativa a las fuentes previstas de fondos necesarias para cumplir los compromisos mencionados en los apartados 5.2.3 y 8.1 de este Capítulo VI del Folleto

La situación de tesorería existente al 31 de diciembre del 2004 con un importe conjunto de “Tesorería” e “Inversiones financieras temporales” de 274 millones de euros, el EBITDA generado durante el periodo 2005-2009 por el negocio ordinario de Gas Natural, las líneas de crédito e instrumentos de deuda en el mercado de capitales así como cualquier otra financiación disponible en el mercado (como pueden ser obligaciones convertibles, participaciones preferentes, etc.), los cuales, a 31 de octubre del 2005, totalizaban 3.163 millones de euros y el endeudamiento adicional que Gas Natural suscribirá hasta el año 2009 y los fondos provenientes de las desinversiones en

activos, permitirán a Gas Natural cumplir con los compromisos mencionados en los apartados 5.2.3 y 8.1 de este Capítulo VI del Folleto.

La explicación sobre la situación de tesorería existente al 31 de diciembre de 2004 se detalla en el apartado “Financiación de las inversiones previstas para el ejercicio 2005” del apartado 5.2.2 del presente Capítulo VI.

Declaración de suficiencia del capital de explotación

Declaración por el emisor de que, en su opinión, el capital de explotación es suficiente para los actuales requisitos del emisor o, si no lo es, cómo se propone obtener el capital de explotación adicional que necesita.

En opinión de Gas Natural, el capital de explotación es suficiente para atender los requisitos operativos del Grupo al menos durante los 12 meses siguientes a la fecha del presente Folleto.

11. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS

2004

Durante el ejercicio 2004 el importe dedicado a actividades de investigación y desarrollo ascendió a 2,6 millones de euros.

Siguiendo las directrices marcadas en el Plan Estratégico del Grupo, las principales actuaciones desarrolladas en el área de innovación tecnológica se centraron en la búsqueda de soluciones energéticas de alta eficiencia, en la potenciación de aplicaciones basadas en la integración del gas natural y las energías renovables, y en el desarrollo de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno, todo ello con el fin de posicionar al Grupo Gas Natural entre las empresas más comprometidas con el cumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto.

En esta línea, entre las principales actuaciones desarrolladas por el Grupo Gas Natural durante 2004, destaca el desarrollo de instalaciones basadas en generación eléctrica distribuida, como la instalación de una microturbina en el edificio de Gas Natural en Montigalà (Badalona). Esta instalación se puso en marcha a mediados de 2004, y ha funcionado de forma continua más de 4.000 horas, suministrando energía eléctrica al propio edificio y cubriendo, al mismo tiempo, con el calor recuperado de los gases de escape, todas sus necesidades térmicas así como las del Centro de Enseñanza Infantil y Primaria “Planes i Casals”, anexo a él.

Por otra parte, en esta misma área de actuación, se elaboró un proyecto para incorporar un sistema de generación eléctrica distribuida en el edificio de la nueva sede social del Grupo Gas Natural, actualmente en construcción. El proyecto se caracteriza por incorporar un sistema de generación eléctrica distribuida que atenderá las necesidades energéticas, no sólo del edificio de Gas Natural, sino también de otros edificios pertenecientes a instituciones públicas situados en la misma zona, con una superficie construida de más de 300.000 metros cuadrados, entre los que destacan el Hospital del Mar y el nuevo Centro de Investigación Biomédica de Barcelona. Parte de las instalaciones de este conjunto se ubicarán en las antiguas instalaciones de la fábrica de gas de la Barceloneta.

Asimismo, en el campo de las soluciones energéticas integradas de alta eficiencia cabe destacar que se está trabajando conjuntamente con la Agencia de la Energía de Barcelona para recuperar y valorizar la energía térmica que, en forma de frío, se puede obtener del proceso de regasificación del gas natural licuado en la terminal del Puerto de Barcelona.

En relación con las energías renovables, durante el año 2004 el Grupo Gas Natural realizó un importante esfuerzo por introducir estas tecnologías en sus portafolios de negocio. Todo ello se materializó en la adquisición de parques eólicos, la realización de instalaciones fotovoltaicas y el diseño y difusión de soluciones, que, resolviendo las inquietudes manifestadas por los organismos públicos, permitan integrar en las nuevas edificaciones la generación de agua caliente mediante sistemas solares complementados con gas natural. Esta solución es, por otro lado, la que garantiza un menor nivel de emisiones de gases de efecto invernadero.

El gas natural también se va posicionando, siguiendo los criterios de política energética de la Unión Europea, como combustible en el transporte. España tiene serias dificultades para limitar sus emisiones contaminantes en este sector, ya que representan más de un tercio de las emisiones totales. En este sentido se han iniciado nuevos proyectos para conseguir una mayor penetración del gas natural en la automoción, como pueden ser la posibilidad de utilizar el gas natural licuado como combustible para

vehículos de transporte de larga distancia y las soluciones híbridas gas natural más hidrógeno que sin duda fructificarán en los próximos años. Con el fin de impulsar esta aplicación, durante el año 2004 se construyó la primera planta semipública de alimentación de vehículos ligeros a gas natural que a partir del primer trimestre del próximo año proveerá de combustible a los vehículos de la flota propia.

El Grupo Gas Natural también ha seguido trabajando en el estudio del hidrógeno como solución energética en España. Por una parte, merece especial mención la instalación de reformado de gas natural ubicada en la EMT de Madrid, que se puso en marcha en abril de 2003, y sigue proveyendo de hidrógeno a los cuatro autobuses equipados con pilas de combustible que, de forma experimental y dentro de programas de demostración europeos, circulan por Madrid y, por otra, el acuerdo suscrito a finales de 2004 con la Xunta de Galicia para producir hidrógeno en un parque eólico en horas valle y utilizarlo para generar energía eléctrica en horas punta, creando así un ciclo óptimo de generación eléctrica totalmente sostenible.

Desde el punto de vista del desarrollo de nuevos productos para facilitar el uso doméstico del gas natural, se está trabajando en un nuevo equipo de cocción que tendrá las mismas prestaciones que las vitrocerámicas eléctricas, pero incorporará diversas ventajas como un menor consumo de energía primaria y, en consecuencia, un menor nivel de emisiones, así como la posibilidad de cocinar de forma independiente del suministro eléctrico, manteniendo, al mismo tiempo, la calidad del aire interior de la vivienda evacuando los productos de la combustión directamente al exterior.

En el entorno del transporte y la distribución del gas se continuó trabajando en la introducción de nuevos materiales para mejorar los estándares de seguridad y calidad de servicio con unos niveles de precios competitivos, necesarios en el marco actual de competencia. Por último, el Grupo Gas Natural participó en diversas actividades de divulgación técnica y científica tanto en foros empresariales como docentes entre los que destacan el IV Seminario Internacional de Cambio Climático, la Asociación Española de Directivos, las Universidades del País Vasco y Menéndez Pelayo y el Club Español de la Energía.

2003

Durante el ejercicio 2003 el importe dedicado a actividades de investigación y desarrollo ascendió a 1,7 millones de euros.

En el marco de la política energética y medioambiental de la Unión Europea y de los propios objetivos del Grupo Gas Natural, las actividades de innovación tecnológica se centraron en el desarrollo y la aplicación de tecnologías orientadas a la mejora de la eficiencia energética de los procesos y a la protección del medio ambiente.

Una actividad a la que se dedicó especial atención fue el aprovechamiento de la energía solar-térmica con apoyo de gas natural para la producción de agua caliente sanitaria en el sector residencial. En esta línea de trabajo, se elaboró un Manual con las soluciones técnicas y el diseño sistematizado de instalaciones, como soporte a los profesionales involucrados en estas tareas.

En el campo de la Generación Eléctrica Distribuida, durante al año 2003 se llevó a la práctica el proyecto de instalación de una micro-turbina de gas de 100 kWe. en un edificio del Grupo situado en Montigalà (Badalona). La electricidad generada mediante la turbina se utilizará para dar servicio al propio edificio, en tanto que el calor recuperado de los gases de escape, se empleará para suministrar en invierno agua caliente para la calefacción del Centro de Enseñanza Infantil y Primaria "Planas i Casals", situado en sus proximidades, y en verano, para la instalación de refrigeración

del edificio mediante una máquina de absorción. Con esta técnica se pueden alcanzar rendimientos globales del orden del 80% respecto a la energía primaria. Durante el año 2003, además, se iniciaron numerosos análisis de viabilidad de energía distribuida. Se siguió potenciando el uso del gas natural como combustible en automoción, alcanzándose a final de 2003 un parque de más de 700 unidades, entre vehículos destinados al transporte de viajeros y otros servicios urbanos en diferentes ciudades españolas. En abril, se puso en servicio la planta de generación de hidrógeno a partir del reformado de gas natural, para su suministro a varios autobuses, –equipados con pila de combustible–, de la EMT de Madrid. Este proyecto, realizado en colaboración con Repsol YPF y Air Liquide, se engloba dentro de los proyectos europeos denominados CUTE (Clean Urban Transport for Europe) y CityCell, promovidos por la Unión Europea.

Dentro del ámbito de la mejora de la seguridad y con el objetivo de reducir el riesgo de intoxicaciones por monóxido de carbono cuando se produce una inadecuada combustión o evacuación en calderas o calentadores, se realizó un estudio para valorar las causas y condiciones en las que se producen situaciones de riesgo en un entorno doméstico y se desarrolló un dispositivo que permite inhibir temporalmente el funcionamiento del aparato hasta que pueda garantizarse su correcta operación. Este dispositivo está basado en la integración del nivel de monóxido de carbono en el ambiente y la actuación sobre la caldera o calentador sin necesidad de intervención en el interior del aparato para, de esta forma, facilitar y generalizar su instalación.

En el área de distribución, prosiguió la colaboración con compañías gasistas europeas en ensayos de tuberías plásticas (hasta 16 bar) en sustitución de otras de acero como nuevo elemento en la reducción de costes de canalización. Asimismo, prosiguió la colaboración en el proyecto internacional de un medidor integrado de consumos de gas en unidades de energía mediante técnica láser.

En el ámbito internacional, el Grupo siguió colaborando con entidades como el Grupo Europeo de Investigación Gasista (GERG) y la Unión Internacional de la Industria del Gas (IGU). En relación con la IGU, en el mes de junio de 2003 tuvo lugar en Tokio el 22 Congreso Mundial del Gas, donde el Grupo Gas Natural presentó cuatro comunicaciones relacionadas con el diseño de infraestructuras para la generación y distribución de energía de distrito, reformado en pequeña escala de gas natural para la producción de H₂, mejora de la eficiencia energética de secaderos verticales para la industria cerámica, y sensores integrados de CH₄ y gases de combustión.

2002

Durante el ejercicio 2002 el importe dedicado a actividades de investigación y desarrollo ascendió a 1,1 millones de euros.

Las actividades de innovación tecnológica, desarrolladas por el Grupo Gas Natural durante el año 2002, se concentraron principalmente en las áreas de utilización del gas y de distribución. Con el fin de mejorar la competitividad del gas natural, el Grupo siguió colaborando con distintas empresas y centros tecnológicos en diversos proyectos que permitan incrementar la eficiencia en la utilización del gas y reducir su impacto ambiental.

Además, el Grupo continuó trabajando en el desarrollo de nuevas aplicaciones, para aumentar la rentabilidad en el uso del gas natural, mantener un alto nivel de seguridad y contribuir al ahorro y conservación de la energía. Asimismo, desarrolló diversas acciones para reducir los costes y mejorar la calidad y la seguridad de suministro a través de las redes de distribución. Para llevar a cabo estas actividades, el Grupo Gas Natural continuó colaborando con diversas entidades nacionales e internacionales,

como el Grupo Europeo de Investigación Gasista (GERG), en el que ostentó la presidencia durante 2002, la Unión Internacional del Gas (IGU), a través de varios comités técnicos en los que participa de forma permanente, así como el Centro de Información Tecnológica Gasista de la Agencia Internacional de la Energía, del que es miembro de su comité ejecutivo.

En el ámbito de la utilización del gas natural, el Grupo centró sus esfuerzos en tres direcciones fundamentales: la optimización de la aplicación de tecnologías ya consolidadas; la mejora, discusión y análisis. Complementariamente, se incrementaron los esfuerzos para el desarrollo de nuevos equipos de generación eléctrica de pequeño tamaño. En este sentido, el Grupo Gas Natural participó en varios programas para el desarrollo de micro-turbinas de gas, y se proyectó la instalación de un nuevo tipo de micro-turbina de 100 kW en uno de los edificios de la compañía, situado en Montigalà (Badalona).

Por otra parte, Rotartica, la empresa constituida por el Grupo Gas Natural y Fagor para el desarrollo y fabricación de aparatos de climatización a gas de pequeña potencia, mediante tecnología de absorción, fabricó el primer prototipo de aparato Rotex totalmente industrializado. Se trata de un aparato de 10 kW, que puede producir frío, calor y agua caliente sanitaria mediante gas natural.

Otra de las áreas en las que se continuó trabajando durante 2002 fue en el desarrollo del gas natural como combustible en automoción. Actualmente, ya hay más de 400 vehículos pesados que utilizan gas natural como combustible en España. Asimismo, el Grupo Gas Natural inició un proyecto de colaboración con las empresas Repsol YPF y Air Liquide para instalar una planta de pequeño tamaño para la generación de hidrógeno de alta pureza a partir del reformado de gas natural. Esta planta servirá para suministrar hidrógeno a varios autobuses de la Empresa Municipal de Transportes de Madrid (EMT), que con carácter experimental comenzarán a funcionar a mediados de 2003, dentro de los proyectos CUTE y City Cell, promovidos por la Unión Europea.

En el ámbito de la distribución, se intensificaron las acciones para disponer de materiales más resistentes, seguros y económicos, tanto en redes como en instalaciones interiores. En esta línea, se dispone ya de materiales plásticos capaces de trabajar a presiones de hasta 10 bar, y se inició la colaboración con otras empresas europeas para disponer de tuberías plásticas de alta resistencia capaces de trabajar a 16 bar.

Otro campo de actuación donde se avanzó significativamente durante el año 2002 fue en el desarrollo de sistemas de medición directa de energía, cuya importancia se ha intensificado debido al proceso de liberalización del sector energético. En este sentido, se participó en un proyecto europeo para el desarrollo de un equipo que permite la determinación del consumo en unidades energéticas mediante el empleo de técnicas láser, del que ya se dispone de prototipos.

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS

12.1 Tendencias recientes más significativas de la producción, ventas e inventario, y costes y precios de venta desde el fin del ejercicio anterior hasta la fecha del presente Folleto

Los Estados Financieros Consolidados del Grupo Gas Natural a fecha 31 de octubre de 2005 se incorporan al presente Folleto como **Anexo 5**.

La siguiente tabla detalla la cifra de negocio del Grupo Gas Natural y las principales magnitudes relacionadas durante los periodos comprendidos entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2004 y 2005.

<i>Cifras en millones de euros</i>	2005 10M	2004 10M	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.570	4.986	31,8%
EBITDA	1.233	1.092	12,9%
Beneficios de explotación	784	716	9,5%
Resultado neto	556	502	10,8%
Inversiones materiales	847	719	17,8%
Deuda financiera neta	3.388	2.670	26,9%

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

El importe neto de la cifra de negocios en el período comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005 asciende a 6.570 millones de euros, cifra superior en un 31,8% a la del mismo período del año anterior, debido fundamentalmente al incremento de la actividad de Gas Natural y, en particular, al crecimiento del suministro de gas tanto por los consumos superiores al año anterior, como al entorno de precios altos del gas natural, a la actividad de electricidad en España y al impulso de la actividad en Latinoamérica.

El EBITDA en los diez primeros meses del año 2005 alcanza los 1.233 millones de euros con un aumento del 12,9% respecto al del año anterior. La actividad de distribución de gas en su conjunto (España, Latinoamérica e Italia) representa el 75,7% del EBITDA de Gas Natural. La mayor contribución corresponde a la distribución de gas en España con un 53,9% del total. El EBITDA del período se ha visto también impulsado por la consolidación de las actividades en electricidad en España. Las actividades desarrolladas en *upstream* y *midstream* representan en su conjunto un 11,3% del total. A este crecimiento ha contribuido de forma significativa la ampliación de la capacidad del gasoducto Magreb-Europa.

La disminución de los márgenes durante los períodos de referencia se debe, básicamente, al incremento de los aprovisionamientos por el precio de compra de gas.

Las siguientes tablas muestran, por actividades, el importe neto de cifra de negocios y beneficio de explotación correspondientes a los periodos comprendidos entre el día 1 de enero y 31 de octubre de los ejercicios 2004 y 2005:

Importe neto de la cifra de negocios

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/10/2005	% ventas	31/10/2004	% ventas	% cambio
Distribución	2.795,0	42,5	2.302,9	46,2	21,4
<i>España</i>	1.557,8	23,7	1.440,7	28,9	8,1
<i>Latinoamérica</i>	1.139,2	17,3	826,2	16,6	37,9
<i>Italia</i>	98,0	1,5	36,0	0,7	172,2
Electricidad	863,9	13,1	479,8	9,6	80,1
<i>España</i>	755,6	11,5	380,5	7,6	98,6
<i>Puerto Rico</i>	108,3	1,6	99,3	2,0	9,1
Upstream y Midstream	208,3	3,2	177,1	3,6	17,6
Mayorista y Minorista	4.263,1	64,9	3.114,9	62,5	36,9
Otros	105,7	1,6	94,4	1,9	12,0
Ajustes de consolidación	(1.666,1)	(25,4)	(1.183,2)	(23,7)	(40,8)
Total	6.569,90		4.985,9		31,8

Beneficios de explotación

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/10/2005	%Beneficios	31/10/2004	%Beneficios	% cambio
Beneficios de explotación:					
Distribución	630,7	80,5	522,4	72,9	20,7
<i>España</i>	448,8	57,3	389,5	54,4	15,2
<i>Latinoamérica</i>	179,3	22,9	127,5	17,8	40,6
<i>Italia</i>	2,6	0,3	5,4	0,8	(51,9)
Electricidad	78,9	10,1	45,2	6,3	74,6
<i>España</i>	45,2	5,8	16,4	2,3	175,6
<i>Puerto Rico</i>	33,7	4,3	28,8	4	17,0
Upstream y Midstream	100,5	12,8	93,2	13	7,8
Mayorista y Minorista	0,7	0,1	73,2	10,2	(99,0)
Otros	(27,1)	(3,5)	(17,6)	(2,5)	(54,0)
Total	783,7		716,4		9,4

A continuación se muestra un breve detalle de la evolución de los resultados de explotación por líneas de actividad del Grupo Gas Natural durante los periodos comprendidos entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005 y 2004.

(i) Distribución

La siguiente tabla muestra el beneficio de explotación correspondiente a la actividad de distribución de gas durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005 y 2004:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/10/2005	31/10/2004	% cambio
Importe neto de la cifra de negocios	2.795,0	2.302,9	21,4
Aprovisionamientos	(1.327,9)	(1.050,7)	26,4
Gastos de personal	(114,7)	(103,4)	10,9
Otros ingresos/gastos (explotación)	(432,4)	(370,3)	16,8
Dotación a la amortización	(289,3)	(256,1)	13,0
Beneficios de explotación	630,7	522,4	20,7

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados.

- **Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de cifra de negocios aumentó en 492,1 millones de euros (esto es, un 21,4%) hasta 2.795,0 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 2.302,9 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este incremento ha sido motivado principalmente por:

- (i) el aumento de 155,9 millones en la cifra de negocios se debe al cambio en el método de consolidación de las sociedades filiales brasileñas participadas por Gas Natural en un 28,8% y 38,3%. Al incrementar Gas Natural su participación en las mismas a un 54,2% y 59,6% dejan de

consolidar por integración proporcional para empezar a consolidar por integración global;

- (ii) el incremento de 117,1 millones de euros en la cifra de negocios es debido al aumento en un 7,4% de las tarifas aplicables en las ventas de gas regulado. Este incremento se compensó parcialmente con una disminución del 3,1% de la cifra de ventas reguladas de gas debido a la liberalización del mercado. Durante el período comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, se produjo la migración de aproximadamente 817.000 clientes del mercado regulado al mercado liberalizado;
 - (iii) el aumento de 102,3 millones de euros en la cifra de negocios se debe al incremento de las ventas de gas en el mercado latinoamericano, así como al aumento de las tarifas aplicables en Colombia y México; y
 - (iii) el aumento de 62,0 millones de euros en la cifra de negocios se causó por la contribución de las sociedades italianas recientemente adquiridas durante la segunda mitad del 2004.
- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron en 277,2 millones de euros (esto es, un 26,4%) hasta 1.327,9 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 1.050,7 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este incremento se debió, fundamentalmente, a la consolidación global de los costes de la cifra de negocios de las sociedades filiales brasileñas de Gas Natural (siendo atribuible por este concepto un aumento de 107,1 millones de euros), al aumento de los aprovisionamientos en España motivado por la subida del precio medio de gas para distribución (siendo atribuible por este concepto un aumento de 48,6 millones de euros), y a la consolidación global de los costes de la cifra de negocios de las tres distribuidoras italianas adquiridas en la segunda mitad del 2004 (siendo atribuible por este concepto un incremento de 45,4 millones de euros).
 - **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación aumentaron en 108,3 millones de euros (esto es, 20,7%) hasta 630,7 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 522,4 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este aumento ha sido motivado por los factores anteriormente indicados. Con respecto a las ventas, los beneficios de explotación correspondientes a dicha actividad representaron un 22,6% y 22,7% para los periodos comprendidos entre el 1 de enero y 31 de octubre de los años 2005 y 2004, respectivamente.

A continuación se hace una breve descripción de la actividad de distribución de gas natural por áreas geográficas (España, Latinoamérica e Italia) durante el período comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005 y 2004.

España

Se incluye la actividad retribuida de distribución de gas, la venta a tarifa y el transporte secundario, así como las actividades no reguladas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.) en España.

<i>Cifras en millones de euros</i>	31/10/2005	31/10/2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.558	1.441	8,1
Aprovisionamientos	(556)	(508)	9,4
Gastos de personal neto	(63)	(70)	(10,0)
Otros gastos/ingresos	(274)	(265)	3,4
EBITDA	665	598	11,2
Dotación a la amortización	(210)	(199)	5,5
Dotación a provisiones	(6)	(10)	(40,0)
Beneficios de explotación	449	389	15,4

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados.

- El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas en España alcanza los 1.558 millones de euros, cifra un 8,1% superior a la del año anterior.
- El EBITDA se sitúa en 665 millones de euros con un aumento del 11,2% sobre el reportado en el año anterior, en línea con el aumento de la remuneración regulada para el ejercicio 2005.
- La reducción en los gastos de personal obedece a una cifra de trabajos para el inmovilizado superior a la de los diez primeros meses del año anterior, que en la cuenta de resultados consolidada con criterios de Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") se presentan por el neto.
- El aumento de un 5,5% en la cifra de amortizaciones eleva al 15,4% el crecimiento de los beneficios de explotación.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México.

<i>Cifras en millones de euros</i>	31/10/2005	31/10/2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.139	826	37,9
Aprovisionamientos	(711)	(528)	34,7
Gastos de personal neto	(43)	(31)	38,7
Otros gastos/ingresos	(136)	(83)	61,9
EBITDA	249	183	36,1
Dotación a la amortización	(62)	(45)	37,8
Dotación a provisiones	(7)	(10)	(30,0)
Beneficios de explotación	179	128	40,6

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados.

- El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas en Latinoamérica alcanza 1.139 millones de euros y registra un crecimiento del 37,9%.
- El EBITDA se eleva a 249 millones de euros, lo que representa un incremento del 36,1%. Un menor crecimiento en el volumen de amortizaciones en relación con el año anterior ha dado lugar a un aumento del 40,6% de los beneficios de explotación.
- En la comparación de estos resultados con los del ejercicio anterior se deben tener en cuenta los siguientes aspectos: (i) la variación en el perímetro de consolidación

en Brasil representa una contribución al EBITDA de 25,8 millones de euros respecto al año anterior; y (ii) el impacto de la conversión a euros de las diferentes monedas de los estados financieros de los países en Latinoamérica significa un aumento del EBITDA de 12,8 millones de euros, aproximadamente, respecto al del año anterior.

- Sin considerar los aspectos mencionados, el crecimiento del EBITDA es resultado de la creciente contribución de las actividades de distribución de gas en México, Colombia y Brasil. Adicionalmente, durante el segundo semestre del 2004, se registraron revisiones tarifarias en Colombia y México que están incidiendo positivamente en la aportación de estos países a los resultados del 2005.
- La aportación al EBITDA por países latinoamericanos correspondería a Brasil (37%), Colombia (28%), México (24%) y Argentina (11%).

Italia

Se corresponde a la actividad de distribución de gas.

<i>Cifras en millones de euros</i>	31/10/2005	31/10/2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	98	36	172,2
Aprovisionamientos	(61)	(15)	306,7
Gastos de personal neto	(9)	(3)	200,0
Otros gastos/ingresos	(8)	(1)	700,0
EBITDA	20	17	17,6
Dotación a la amortización	(17)	(12)	41,7
Dotación a provisiones	-	-	-
Beneficios de explotación	3	5	(40,0)

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados.

- Las operaciones de distribución de gas en Italia significan una contribución al EBITDA de 20 millones de euro, un 1,6% del total consolidado y muestran la consolidación de la actividad de Gas Natural en el país.
- Las operaciones de expansión en las regiones de Reggio Calabria y Catania han dado lugar a unas mayores inversiones, y consecuentemente mayores amortizaciones, que junto a un mayor nivel de gastos operativos en el período, han afectado a las magnitudes financieras de los últimos diez meses.
- La incorporación de las sociedades filiales italianas (Grupo Nettis y Grupo Smedigas) al perímetro de consolidación, así como la subida de los precios de gas, causaron un aumento de la cifra de aprovisionamientos.

(ii) Electricidad

La siguiente tabla muestra el beneficio de explotación correspondiente a la actividad de electricidad durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005 y 2004:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/10/2005	31/10/2004	% cambio
Importe neto de la cifra de negocios	863,9	479,8	80,1
Aprovisionamientos	(676,4)	(355,9)	90,1
Gastos de personal,	(7,5)	(7,6)	(1,3)
Otros ingresos/gastos (explotación)	(52,8)	(43,2)	22,2
Dotación a la amortización	(48,3)	(27,9)	73,1
Beneficios de explotación	78,9	45,2	74,6

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados.

- Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de cifra de negocios se incrementó en 384,1 millones de euros (esto es, 80,1%) hasta 863,9 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 479,8 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este incremento estuvo causado por el aumento de 221,1 millones de euros de la cifra de negocios correspondiente a la generación de electricidad en España, debido al incremento de los precios del mercado mayorista, así como por el incremento en un 52,4% de la capacidad de generación de electricidad, principalmente imputado al aumento de la capacidad de generación de las plantas de ciclo combinado a 7.009 GWh y al aumento en 396 GWh de la capacidad de generación eólica. Las ventas de electricidad en la actividad de comercialización también contribuyeron a tal incremento con 145,4 millones de euros. Dichas ventas aumentaron en un 51,0%, en particular, alcanzaron 5.329,4 GWh durante los diez primeros meses del 2005, frente a 3.529,6 GWh correspondientes al mismo periodo del 2004. Con fecha 31 de octubre de 2005, Gas Natural contaba con aproximadamente 475.000 clientes residenciales en España, frente a los 163.000 clientes que tenía aproximadamente a 31 de octubre de 2004. Los precios medios del mercado mayorista en España aumentaron a 53,9 euros /MWh durante los diez primeros meses del 2005, con respecto a 27,7 euros/MWh correspondiente al mismo periodo del año anterior. La cifra de negocios de generación de electricidad se incrementó en 9 millones de euros, esto es, un 9,1%, para alcanzar 108,3 millones de euros durante los diez primeros meses del 2005, con respecto a 99,3 millones de euros correspondientes al mismo periodo del año anterior. Este incremento se debió principalmente a la mejora del factor de carga de los equipos.
- Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron en 320,5 millones de euros (esto es, un 90,1%) hasta 676,4 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 355,9 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Una parte de dicho incremento, en particular, 194,1 millones de euros, es debido, básicamente, al mayor volumen de compras de electricidad para el negocio de comercialización de electricidad de Gas Natural, todo ello motivado por la subida de los precios del mercado mayorista y por el aumento de las compras de electricidad que se incrementaron de 2.055,7 GWh a 5.844 GWh. Además, se produjo un aumento por importe de 89,8 millones de euros en el aprovisionamiento a las plantas de generación de ciclo combinado situadas en España, debido al incremento del volumen de gas natural adquirido para la generación de electricidad y al aumento del precio del gas natural.
- Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación aumentaron en 33,7 millones de euros (esto es, un 74,6%) hasta 78,9 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 45,2 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. El incremento de los beneficios de explotación se debe, fundamentalmente, al

crecimiento de las ventas de Gas Natural, en gran medida compensado con gastos de explotación, tales como los gastos de explotación asociados a iniciativas de marketing en la comercialización de electricidad en España, a la explotación y mantenimiento de las plantas de generación con ciclos combinados y al incremento de las dotaciones en las cuentas de amortización relativas a los gastos de capital e inversión correspondientes a la nueva planta de ciclo combinados de Arrúbal y la adquisición del Grupo Dersa. Los beneficios de explotación representaron un 9,1% sobre la cifra de negocios durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, frente al 9,4% correspondiente al mismo período del año anterior.

A continuación se hace una breve descripción de la actividad de electricidad por áreas geográficas (España e Italia) durante el período comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005 y 2004.

España

Incluye las actividades de generación de electricidad en España (ciclos combinados, parques eólicos y cogeneración), el trading por la compra de electricidad al mercado mayorista y la comercialización de electricidad en el mercado liberalizado español.

<i>Cifras en millones de euros</i>	31/10/2005	31/10/2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	756	381	98,4
Aprovisionamientos	(627)	(314)	99,7
Gastos de personal neto	(6)	(6)	-
Otros gastos/ingresos	(41)	(31)	32,3
EBITDA	82	30	173,3
Dotación a la amortización	(35)	(14)	150,0
Dotación a provisiones	(2)	-	100
Beneficios de explotación	45	16	181,3

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados.

- El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad alcanza 756 millones de euros. En el mes de septiembre, una vez finalizados los trámites administrativos, Gas Natural sincronizó a la red y comenzó el período de pruebas pre-operacionales del primer grupo (400 MW) de la central de Cartagena (1.200 MW). Los otros dos grupos fueron sincronizados en el mes de octubre.
- La generación de electricidad sigue viéndose favorecida por los elevados precios del pool, que, hasta el mes de octubre de 2005, ha continuado con valores muy elevados, alcanzado una media acumulada en el año de más de 53,91 Euros/MWh. Gas Natural gestiona ya 17 unidades de producción en régimen especial en el mercado mayorista.
- Hasta octubre de 2005, la actividad de comercialización de electricidad en el mercado liberalizado continúa penalizada por los elevados precios del mercado, más elevados que los de cualquier otro año, teniendo que competir con la tarifa de referencia, sensiblemente más baja.
- La combinación de estos efectos eleva el EBITDA de los diez meses de 2005 a 82 millones de euros, doblando las cifras del mismo período del año anterior.

Puerto Rico

<i>Cifras en millones de euros</i>	31/10/2005	31/10/2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	108	99	9,1
Aprovisionamientos	(49)	(42)	16,7
Gastos de personal neto	(2)	(2)	-
Otros gastos/ingresos	(8)	(10)	(20,0)
EBITDA	49	45	8,9
Dotación a la amortización	(13)	(14)	(7,1)
Dotación a provisiones	(2)	(2)	-
Beneficios de explotación	34	29	17,2

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados.

- El importe de la cifra de negocios de la actividad de electricidad de enero a octubre de 2005 alcanza 108 millones de euros, lo que supone un aumento del 9,1% con respecto a la cifra de negocios del mismo período del año anterior.
- Las actividades de Gas Natural en Puerto Rico alcanzan un EBITDA de 49 millones de euros con un aumento del 8,9%. Por su parte los beneficios de explotación han aumentado un 17,2% con respecto a los diez primeros meses del ejercicio anterior.

(iii) Upstream y Midstream

La siguiente tabla muestra el beneficio de explotación correspondiente a las actividades de *upstream* y *midstream* durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005 y 2004:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/10/2005	31/10/2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	208,3	177,1	17,6
Aprovisionamientos	(38,9)	(23,8)	63,4
Gastos de personal	(2,0)	(2,0)	-
Otros ingresos/gastos (explotación)	(27,4)	(19,1)	43,4
EBITDA	140,0	132,2	5,9
Dotación a la amortización	(39,7)	(37,3)	6,4
Dotación a provisiones	0,2	(1,7)	111,8
Beneficios de explotación	100,5	93,2	7,8

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de cifra de negocios se incrementó en 31,2 millones de euros (esto es, 17,6%) hasta 208,3 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 177,1 millones de euros correspondientes al mismo periodo del año 2004. Durante el periodo enero a octubre del año 2005, la flota de buques metaneros se ha utilizado con menos frecuencia, lo que sido contrarrestado con la mayor contribución económica del gasoducto Magreb-Europa, debida a los mayores volúmenes transportados gracias a la reciente ampliación en un 35% de su capacidad en el mes de febrero de 2005. Esta mayor contribución del gasoducto Magreb-Europa ha incrementado la cifra de negocios en un importe de 41,8 millones de euros.
- **Aprovisionamientos.** La cifra de aprovisionamientos en los diez primeros meses del ejercicio 2005 aumentó en 15,1 millones de euros (esto es, 63,4%) hasta 38,9 millones de euros durante los diez primeros meses del 2005, con respecto a 23,8

millones de euros correspondientes al mismo periodo del año anterior. Este incremento se debió, básicamente, al incremento de los costes correspondientes a los buques metaneros durante dicho período.

- **EBITDA:** El EBITDA, durante el período enero a octubre de 2005, alcanzó 140 millones de euros, un 5,9% superior al mismo período del año anterior, a pesar de una menor utilización de la flota de buques metaneros en los diez primeros meses del año, debido al menor volumen de gas disponible para el mercado spot que ha contrarrestado, en parte, la mayor contribución económica del gasoducto Magreb-Europa, debida a los mayores volúmenes transportados gracias a la reciente ampliación de su capacidad, que, a su vez, se ha visto afectada por un tipo de cambio medio dólar/euro adverso.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación aumentaron en 7,3 millones de euros (esto es, un 7,8%) hasta 100,5 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 93,2 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Con respecto a las ventas, los beneficios de explotación correspondiente a dicha actividad representaron un 48,2% y 52,6% en los diez primeros meses del ejercicio 2005 y 2004, respectivamente. El descenso en dicho margen es debido, básicamente, a la menor utilización de los buques metaneros de Gas Natural.

(iv) Mayorista y Minorista

La siguiente tabla muestra el beneficio de explotación correspondiente a las actividades mayorista y minorista durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005 y 2004:

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/10/2005	31/10/2004	%
Importe neto de la cifra de negocios	4.263,1	3.114,9	36,9
Aprovisionamientos	(4.161,0)	(2.992,4)	39,1
Gastos de personal	(19,1)	(15,7)	21,7
Otros ingresos/gastos (explotación)	(69,1)	(35,1)	96,9
EBITDA	13,9	71,7	(80,6)
Dotación a la amortización	(4,2)	(3,9)	7,7
Dotación a provisiones	(9,0)	5,4	(266,7)
Beneficios de explotación	0,7	73,2	(99,0)

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de cifra de negocios.** El importe neto de cifra de negocios se incrementó en 1.148,2 millones de euros (esto es, 36,9%) hasta 4.263,1 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 3.114,9 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este incremento fue debido, básicamente, al incremento en un 4,8% de las ventas de gas en el mercado liberalizado que alcanzaron 194.769 GWh. El crecimiento de la demanda de gas en España durante los diez primeros meses del 2005 fue motivado, fundamentalmente, por el traspaso de clientes del mercado regulado al liberalizado y a la severidad de la climatología invernal. Ello mostró una mayor demanda de gas para generación de electricidad todo ello para compensar la baja hidraulicidad motivada por el descenso de las precipitaciones. Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, Gas Natural atrajo 584.000 nuevos clientes, de los cuales un número significativo procede de la migración del mercado regulado al liberalizado. Igualmente, el inicio de la actividad de comercialización en Francia contribuyó a incrementar el importe neto de la cifra de negocio.

- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron en 1.168,6 millones de euros (esto es, un 39,1%) hasta 4.161,0 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 2.992,4 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este aumento se debe fundamentalmente al significativo aumento de la demanda de gas en España, que supuso la adquisición de gas adicional con compras spot en un contexto de elevados precios internacionales de gas. El incremento de los precios medios de compra de gas provocó un descenso de un 49% del margen de explotación de Gas Natural, definido como importe neto de cifra de negocios menos los aprovisionamientos y cualquier otro coste operativo directamente relacionado con la adquisición adicional de gas, hasta alcanzar 0,020 euros/KWh, a 31 de octubre de 2005, con respecto a 0,040 euros/KWh para el mismo período del ejercicio 2004.
- **EBITDA:** El EBITDA, durante los diez primeros meses de 2005, registra unos resultados de 13,9 millones de euros, frente a 71,7 millones de euros en el mismo período del año anterior. Esta actividad se vio afectada en el primer trimestre de 2005 por el significativo aumento de la demanda de gas en España en el período (superior al 20%), motivado por la severidad de la climatología invernal, que supuso la adquisición de gas adicional con compras spot en un contexto de elevados precios internacionales del gas. El 27 de octubre de 2005 se publicó la Orden 3321/2005 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por la que se modifica la fórmula para el cálculo del coste de la materia prima (Cmp) previsto para el año 2005. En esta Orden se reconoce el extracoste ocasionado en el suministro de gas al mercado regulado, como consecuencia de: (i) una demanda en 2005 superior a la previsión realizada en 2004 a efectos de calcular los costes de suministro de gas al mercado regulado; y (ii) la diferencia del coste de adquisición del gas en los mercados internacionales respecto a la Cmp de estas cantidades adicionales no previstas.
- **Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación se redujeron en 72,5 millones de euros (esto es, un 99%) hasta 0,7 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre 2005, con respecto a 73,2 millones de euros correspondientes al mismo periodo del año 2004. Con respecto a las ventas, los beneficios de explotación correspondiente a dicha actividad representaron un 0,02% y 2,3% en los diez primeros meses del ejercicio 2005 y 2004, respectivamente. Esta reducción del margen de explotación está ligada al entorno competitivo en el que actúa Gas Natural en su actividad de comercialización de gas en España, con precios más altos e importantes gastos vinculados a la actividad de marketing, en los que se incurre para defender la cuota de mercado.

(v) **Otros**

A continuación se describen las principales variaciones en las magnitudes que inciden en la línea de “otras actividades” del Grupo Gas Natural durante los periodos arriba indicados:

- **Importe neto de la cifra de negocios.** Las ventas aumentaron en 11,3 millones de euros (un 12,0%) hasta 105,7 millones de euros en los diez meses terminados el 31 de octubre de 2005, frente a unas ventas de 94,4 millones de euros para el periodo equivalente de 2004. Este aumento se debió a un mayor uso de los servicios tecnológicos y de información de los correspondientes departamentos de Gas Natural. Las ventas de servicios de cable se mantuvieron prácticamente constantes.

- **Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron en 12,4 millones de euros (un 15,2%) hasta 93,9 millones de euros en los diez meses terminados el 31 de octubre de 2005, frente a 81,5 millones de euros contabilizados durante el periodo equivalente de 2004. Este incremento tuvo su origen en un aumento de las compras de software y hardware, así como de los servicios tecnológicos y de información.
- **Beneficios de explotación.** Los resultados de explotación disminuyeron en 9,5 millones de euros (un 54,0%) hasta acumular unas pérdidas de 27,1 millones de euros en los diez meses terminados el 31 de octubre de 2005, frente a unas pérdidas contabilizadas de 17,6 millones de euros para periodo equivalente del año anterior. Esta pérdida, sobre el importe de cifra de negocios, representó un aumento de 25,6% en los diez primeros meses de 2005, frente a 18,6% contabilizado para el periodo equivalente de 2004.

12.2 Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbres, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas de la Sociedad, por lo menos para el actual ejercicio

Gas Natural ha presentado, con fecha 5 de septiembre de 2005, ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores una solicitud de autorización de formulación de una Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa que se extiende a la totalidad de las acciones de Endesa, es decir, 1.058.752.117 acciones representativas del 100% del capital social de Endesa. La información sobre la citada Oferta está contenida en los Capítulos I, II, III y IV del presente Folleto.

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

13.1 Si se opta por incluir una previsión o una estimación de beneficios, en el presente Capítulo deberá figurar la información prevista en los apartados 13.1 y 13.2.

No aplicable.

13.2 Declaración que enumere los principales supuestos en los que el emisor ha basado su previsión o su estimación.

Los supuestos empleados deben dividirse claramente entre supuestos sobre los factores que pueden influir los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y los supuestos sobre factores que están exclusivamente fuera de la influencia de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión; los supuestos serán de fácil comprensión para los inversionistas, ser específicos y precisos y no estar relacionados con la exactitud general de las estimaciones subyacentes de la previsión

No aplicable.

13.3 Debe incluirse un informe elaborado por contables o auditores independientes que declare que, a juicio de esos contables o auditores independientes, la previsión o estimación se ha calculado correctamente sobre la base declarada, y que el fundamento contable utilizado para la previsión o estimación de los beneficios es coherente con las políticas contables del emisor.

No aplicable.

13.4 La previsión o estimación de beneficios debe prepararse sobre una base comparable con la información financiera histórica.

No aplicable.

13.5 Si el emisor publica en un folleto una previsión de beneficios que está aún pendiente, debería entonces proporcionar una declaración de si efectivamente ese pronóstico sigue siendo tan correcto en la fecha del presente Folleto, o una explicación de por qué el pronóstico ya no es válido, si ese es el caso.

No aplicable.

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

14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en la Sociedad de las siguientes personas, indicando las principales actividades que estas desarrollan al margen de la Sociedad, si dichas actividades son significativas con respecto a ese emisor:

a) Miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión.

b) Socios comanditarios, si se trata de una sociedad comanditaria por acciones.

c) Fundadores, si el emisor se ha establecido por un período inferior a cinco años; y

d) Cualquier alto directivo que sea pertinente para establecer que el emisor posee las calificaciones y la experiencia apropiadas para gestionar las actividades del emisor.

Naturaleza de toda relación familiar entre cualquiera de estas personas.

14.1.1 Consejo de Administración

(i) Descripción general del Consejo de Administración

El Consejo de Administración de Gas Natural está compuesto por el número de consejeros que determina la Junta General dentro de los límites fijados por los Estatutos Sociales. La Junta General de Accionistas celebrada el 23 de junio de 2003 estableció en diecisiete (17) el número de miembros del Consejo de Administración de la Sociedad. El Consejo de Administración reunido con fecha 30 de septiembre de 2005 aceptó la renuncia presentada por el Secretario del Consejo de Administración, por lo que de acuerdo con lo establecido en los Estatutos y el Reglamento del Consejo del Gas Natural su función será suplida por el Vicesecretario. El Vicesecretario del Consejo de Administración no tiene la condición de consejero.

En el apartado 1.3 del Capítulo I del presente Folleto se detalla la composición de los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural a la fecha del presente Folleto, así como la naturaleza de los respectivos cargos. Igualmente se detalla la composición actual de la Comisión Ejecutiva del Consejo de Administración de Gas Natural.

(ii) Descripción de la preparación y experiencia de gestión de cada uno de los consejeros

Se incluye a continuación un cuadro explicativo que contiene la descripción del perfil de cada uno de los consejeros de Gas Natural en lo que respecta a su preparación y experiencia de gestión.

Nombre	Perfil
D. Salvador Gabarró Serra	Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Cataluña y titulado por el IESE. Tras un período de un año en Perfumería Parera S.A., ingresó en Compañía Roca Radiadores, S. A., donde después de pasar por diferentes cargos fue nombrado Director General de Producción en 1969 y Gerente en 1974. En octubre de 2004, fue nombrado Presidente del Grupo Gas Natural; si bien, con anterioridad había sido Consejero de Gas Natural desde junio hasta octubre de 2003. Actualmente también es Vicepresidente Primero no Ejecutivo de la Caixa, Consejero de CaixaBank Francia, asesor de Presidencia de Corporación Empresarial Roca, S.A., Vocal de la Cámara de Comercio de Barcelona y Consejero de Enagas. Igualmente es Presidente de la Comisión Ejecutiva y miembro de la Comisión de Retribución y Nombramientos. El domicilio profesional de D. Salvador Gabarró Serra es Avenida Portal de l'Àngel, 20-22, 08002 Barcelona.
D. Antonio Brufau Niubó	Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Barcelona. Inició su trayectoria profesional en Arthur Andersen, donde llegó a ser Socio Director de Auditoría. En 1988 ingresó en la Caixa como Director General Adjunto. Entre 1999 y 2004 ocupó el cargo de Director General del Grupo la Caixa. En julio de 1997 fue nombrado Presidente del Grupo Gas Natural. Desde 1996 y hasta su nombramiento como Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, el 27 de octubre de 2004, fue miembro del Consejo de Administración de dicha compañía petrolera. Antonio Brufau ha formado parte de distintos Consejos de Administración, como los de Suez, Enagas, Abertis, Aguas de Barcelona, Colonial y Caixa Holding, así como de CaixaBank France y de CaixaBank Andorra. En julio de 2002 fue nombrado Presidente del Círculo de Economía de Barcelona y desde marzo de 2003 es el único miembro español en el Comité Ejecutivo de la Cámara de Comercio Internacional (ICC). Actualmente es el Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural y miembro de la Comisión Ejecutiva. El domicilio profesional de D. Antonio Brufau Niubó es Paseo de la Castellana, 278-280, 28046 Madrid.
D. Rafael Villaseca Marco	Ingeniero industrial, especializado en Organización Industrial, por la Universidad Politécnica de Cataluña y MBA por IESE, de la Universidad de Navarra. Ha sido consejero de Gas Natural desde abril de 2005. Actualmente es Consejero Delegado de Gas Natural y presidente de su Comisión Ejecutiva, Consejero de Enagas y Vocal de la Junta Directiva del "Círculo de Economía". Con anterioridad ha sido Consejero Delegado del Grupo Panrico, Presidente de Túneles y Accesos de Barcelona, S.A., Presidente de Túnel del Cadí, S.A.C., Presidente de Gestión de Infraestructuras, S.A., Presidente del Grupo INISEL (hoy Grupo INDRA), Consejero Delegado de Nueva Montaña Quijano, S.A., Consejero de Gas Natural y Consejero de Amper, S.A. También ha sido Presidente de la Asociación de Antiguos Alumnos del IESE. El domicilio profesional de D. Rafael Villaseca Marco es Avenida Portal de l'Àngel, 20-22, 08002 Barcelona.
D. José Arcas Romeu	Doctor ingeniero por la Universitat Politècnica de Catalunya. Es el Presidente y Director General de Nestlé España y Presidente del Consejo de Administración de Nestlé Portugal. Es Consejero de Gas Natural desde junio de 2003. Asimismo, es miembro de la Cámara de Comercio de Barcelona, Vicepresidente del Círculo de Economía y miembro del Consejo de Administración de Fira de Barcelona, entre otros cargos. El domicilio profesional de D. José Arcas Romeu es Avenida Països Catalans, 25-51, 08950 Espugles de Llobregat.
D. José María Loza Xuriach	Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Barcelona y diplomado en Auditoría Financiera por la UNED. Es Consejero de Gas Natural desde junio de 2003 en representación de Caixa de Catalunya. Ha desarrollado toda su carrera profesional en Caixa Catalunya, donde actualmente ocupa el cargo de Director General. Además, es miembro del Consejo Asesor de la Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona y Vicepresidente de varios patronatos, entre los que se incluyen el de la Fundación Caixa Catalunya, así como el de la Fundación Territorio y Paisaje, la Fundación "Un sol Món" y la Fundación "Viure i Conviure". El domicilio profesional de D. José María Loza Xuriach es Plaza Antoni Maura 6, 08003 Barcelona.

D. Santiago Cobo Cobo

Diplomado en Alta Dirección de Empresas por el Instituto Internacional San Telmo de Sevilla. Profesional del sector hotelero con más 34 años de experiencia. Es Consejero de Gas Natural desde diciembre 2002. Gestiona diversos establecimientos hoteleros en el Puerto de Santa María (Cádiz). Ha sido Presidente de la Confederación de Empresarios de la provincia de Cádiz desde 1992 hasta 2001. Durante esos años fue Vocal de la Junta Directiva de la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE) y del Comité Ejecutivo de la Confederación de Empresarios de Andalucía (CEA), miembro del Consejo Empresarial de Turismo de Andalucía y Vocal del Consejo Promotor de Turismo del Ministerio de Economía y Hacienda. Es Presidente de Honor de la Confederación de Empresarios de la provincia de Cádiz. El domicilio profesional de D. Santiago Cobo Cobo es Avenida de Bajamar s/n, 11500 Puerto de Santa María (Cádiz).

**D. Nemesio Fernández-Cuesta
Luca de Tena**

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Autónoma de Madrid y técnico comercial y economista del Estado desde 1981. Es Consejero de Gas Natural desde 2005. Cuenta con una amplia trayectoria profesional en el sector energético y particularmente en Repsol YPF, donde actualmente es Director General de *Upstream*. Participó en las negociaciones para la entrada de España en el Mercado Común Europeo y en la adaptación del Monopolio Español de Petróleos (CAMPSA) y el Protocolo del Gas. Ha sido Secretario de Estado de la Energía y Recursos Naturales. El domicilio profesional de D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena es Paseo de la Castellana 280 planta 4º, puerta A, 28046 Madrid.

D. José Luis Jové Vintró

Ingeniero industrial y PDG por el IESE. Es Consejero de Gas Natural desde noviembre de 2004, ratificando su cargo la Junta General de accionistas de abril de 2005. Actualmente es Presidente del Consejo de Administración de la Compañía de Seguros de Adeslas. Además, es miembro del Consejo de Administración de Fira de Barcelona, entre otros cargos. Ha sido Vicepresidente de la Cámara de Comercio e Industria de Barcelona. El domicilio profesional de D. José Luis Jové Vintró es Príncipe de Vergara 110, 28002 Madrid.

D. Carlos Kinder Espinosa

Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Barcelona. Es Consejero de Gas Natural desde 2005. Fundador y socio de GTD Ingeniería de Sistemas y de Software S.A., ha sido su Presidente desde su constitución, en 1987 hasta el año 2000, año en el que asumió el cargo de Consejero Delegado que desempeña en la actualidad. Ha sido promotor de diversas compañías y ha formado parte de diversos Consejos de Administración. Ha sido Director Gerente de la sociedad de capital riesgo Proelsa (1987-1996) y coordinador del Área de Promoción Económica de la Diputación de Barcelona (1993-1996). El domicilio profesional de D. Carlos Kinder Espinosa es Alt de Gironella 1, sobreático 08017 Barcelona.

D. Emiliano López Atxurra

Abogado de profesión. Es consejero de Gas Natural desde junio de 2003. Es Presidente de Euro-Defi en España. Euro-Defi es una Agrupación Europea de Interés Económico, con sede en Bruselas, que agrupa a 350 gabinetes jurídicos y auditores independientes, con presencia en los países miembros de la Unión, además de Hungría, Hong-Kong, Túnez, Argentina y Estados Unidos. Asimismo ha impartido, e imparte, diferentes cursos y conferencias en diversas Universidades, como la del País Vasco, Deusto o Pau y en el Instituto Nacional de Administración Pública. Ha participado en la constitución del Observatorio de Servicios Públicos y Libre Competencia en la Universidad del País Vasco. El domicilio profesional de D. Emiliano López Atxurra es Oquendo 12, 5º izq., 20004 San Sebastián.

D. Carlos Losada Marrodán

Licenciado en Derecho por la Universidad de Barcelona, licenciado en Dirección y Administración de Empresas, Master por ESADE y Diplomado por la Universidad de Harvard. Es Consejero de Gas Natural desde diciembre de 2002. Director General de ESADE, tiene una amplia experiencia empresarial, académica y en la Administración, y ha desempeñado cargos de responsabilidad en el ámbito internacional en Naciones Unidas y en el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Ha mantenido siempre una estrecha vinculación con organizaciones no gubernamentales y en la actualidad es Vicepresidente de la Fundación INTERMÓN-OXFAM. Es además autor de numerosos libros y trabajos de investigación, y profesor del Departamento de Política de Empresa de ESADE, especialista en la función directiva, estrategia empresarial y gestión pública. El domicilio profesional de D. Carlos Losada Marrodán es Avenida Pedralbes, 60-62, 08034 Barcelona.

- D. Fernando Ramírez Mazarredo** Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad de Madrid y Censor Jurado de Cuentas. Tiene una amplia experiencia como auditor. Ha sido socio Director de Arthur Andersen, Consejero y Vicepresidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y Subdirector General y Director General Adjunto de la Caixa, así como Presidente del Mercado Español de Futuros Financieros (MEFF). Actualmente es Director General Económico Financiero de Repsol YPF. Ha sido consejero de Gas Natural desde abril de 2005. El domicilio profesional de D. Fernando Ramírez Mazarredo es Paseo de la Castellana, 278-280, 28046 Madrid.
- D. Guzmán Solana Gómez** Licenciado en Ingeniería de Minas por la E.T.S de Madrid y en Ciencias Económicas por la Universidad Complutense de Madrid. Tiene un Máster en Tecnología del Petróleo por la E.T.S. de Ingenieros de Minas y en Petroquímica por la Facultad de Ciencias de la Universidad Complutense. D. Guzmán Solana es Consejero de Gas Natural desde 2005, así como asesor estratégico. Ha sido Consejero Delegado de Gas Natural, Vicepresidente Ejecutivo de los negocios de gas natural y electricidad de Repsol YPF, así como Presidente Ejecutivo de Enagas. Asimismo ha tenido una dilatada carrera en CAMPSA e INH. El domicilio profesional de D. Guzmán Solana Gómez es Arturo Soria 75, 1ºB, 28027 Madrid.
- D. Miguel Valls Maseda** Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Barcelona, Máster en Gestión Gerencial por la Escuela de Alta Dirección y Administración (EADA) y Diplomado en Dirección de Empresas por el IESE. Es Consejero de Gas Natural desde abril de 2005. Actualmente es Presidente de la Cambra Oficial de Comerç, Indústria i Navegació de Barcelona, Presidente del Consell de Cambres de Catalunya y Vicepresidente del Consejo General de Fira de Barcelona y del Consejo Superior de Cámaras de España. El domicilio profesional de D. Miguel Valls Maseda es Avenida Diagonal 452, 08006 Barcelona.
- D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta.** Ingeniero Naval por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales de Madrid. Es Consejero de Gas Natural desde marzo de 2005. Después de una larga trayectoria en Bankinter, S.A., donde ocupó varios cargos desde 1974 hasta 1988, ha ejercido de Consejero Director General del Banco de Inversiones y Servicios Financieros; de Delegado para España y Portugal de Cerrazón Lehman Hutton Internacional INC, de Consejero Director General de Banco Herrero y de Presidente de JVS Asociados, S.,L., entre otros cargos. Actualmente es Consejero de OHL, S.A. y de Page Ibérica, S. A. El domicilio profesional de D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta es Santander, 3, 6º, 28003 Madrid.
- D. Josep Vilarasau i Salat** Doctor Ingeniero Industrial por la Escuela Especial de Ingenieros Industriales de Barcelona, Licenciado en Económicas y Empresariales por la Universidad de Barcelona y postgraduado en Desarrollo Económico y Financiero y de Política Financiera y Monetaria en la Universidad de Manchester. En 1997 fue investido Doctor Honoris Causa por la Universidad de Indiana. Es Consejero de Gas Natural desde 2004. Actualmente preside el Patronato de la *Fundació "la Caixa"*, además de Saba y Caixa Bank France. Asimismo es Consejero del Banco Itaú de Brasil y de Inmobiliaria Colonial. En 1976 fue nombrado Director General de "la Caixa" y en 1990 pasó a ocupar la presidencia de la entidad, cargo que ejerció hasta 2003. El domicilio profesional de D. Josep Vilarasau i Salat es Avenida Diagonal 621, torre 2, 2º, 08028 Barcelona.
- D. Enrique Alcántara-García Irazoqui** Abogado del Estado en excedencia. Fue el representante de la Autoridad Portuaria de Barcelona, asimismo fue Vicepresidente de la Caixa desde 1991 hasta 2003. Es Consejero de Gas Natural desde junio de 1991. Es miembro de la Comisión de Retribuciones y Nombramientos. Asimismo es secretario de la Fundació para la Universitat Oberta de Catalunya, siendo miembro de su Consejo Asesor y de su Comisión Permanente. El domicilio profesional de D. Enrique Alcántara-García Irazoqui es Paseo de Gràcia 39,1º, 08007 Barcelona.

- (iii) *Nombres de todas las empresas y asociaciones de las que los miembros actuales del Consejo de Administración hayan sido, en cualquier momento de los cinco años anteriores, miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión o socio, indicando si el correspondiente miembro sigue manteniendo tal cargo*

Se incluye a continuación un cuadro explicativo que contiene una lista de las empresas de las que los miembros actuales del Consejo de Administración de Gas Natural han sido, en los últimos cinco años, miembros de los órganos de administración, gestión o supervisión o socios, con expresa indicación de los cargos vigentes en la actualidad.

Consejero	Entidades	Cargo no vigente	Cargo vigente
Antonio Brufau Niubó	Repsol YPF, S.A.		Presidente
	YPF, S.A.		Presidente
	Repsol Portugal Petroleo e Derivados, S.L.		Vicesidente
	Suez	Consejero	
	Hodefí, S.A.S.	Presidente	
	Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A.	Consejero	
	Abertis Infraestructuras, S.A.	Consejero	
	Enagás, S.A.	Consejero	
	Inmobiliaria Colonial, S.A.	Consejero	
	Banco Herrero, S.A. (Banco Sabadell, S.A.)	Consejero	
	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (la Caixa)	Director General	
	CaixaHolding, S.A.	Consejero	
	Caixa Capital Desarrollo, SRC, S.A.	Consejero	
	Caixa Capital Risc, SGEGR, S.A.	Consejero	
	Caixa Bank France	Consejero	
	Caixa Bank	Representante del Consejo Caixa Holding	
	Círculo de Economía de Barcelona Fundació Barcelona Digital	Presidente Presidente	
Hisusa	Representante del Consejo Caixa Holding		
Caixa d'Estalvis de Catalunya	Abertis Infraestructuras, S.A.		Consejero
	Abertis Logística, S.A.		Consejero/Vicepresidente
	Ahorro Coporación, S.A.		Consejero
	Riofisa, S.A.		Vicepresidente
	Ascat Vida, S.A. de Seguros y Reaseguros		Administrador Único
	Caixa Catalunya Consulting, S.A.		Administrador Único
	Catalana D'Iniciatives CR, S.A		Consejero
	Invercartera Energía, S.L		Administrador Único
	Invercartera, S.A.		Administrador Único
	Invercartera Internacional, S.L.		Administrador Único
	Promotora Catalunya Mediterranea, S.A. (PROCAM)		Administrador Único
	Promotora del Rec dels Quatre Pobles, S.A.		Consejero
	Repinves, S.A.		Presidente
	Elecdey Carcelen, S.A.		Consejero
	Naviea Itaca I		Consejero
Naviea Itaca II		Consejero	
Naviea Itaca III		Consejero	
Naviea Itaca IV		Consejero	
José Vilarasau i Salat	Inmobiliaria Colonial, S.A.		Consejero
	Fundación la Caixa		Presidente
	Saba, S.A.		Presidente
	CaixaBank France		Presidente
	Banco Itaú, S.A.		Consejero
la Caixa	Presidente		

Consejero	Entidades	Cargo no vigente	Cargo vigente
	Confederación Española de Cajas de Ahorro (CECA)	Vicepresidente	
	Federación Catalana Cajas Ahorros	Presidente	
	Fondo Garantía de Depósitos Cajas de Ahorros	Consejero de la Comisión Gestora	
	Fundación de Estudios de Economía aplicada (Fedea)		Presidente
	Fundación Privada de Institut de Recerca SIDA-CAIXA		Vicepresidente del Patronato
	Fundación Gran Teatre del Liceu		Presidente del Consejo de Mecenazgo. Vocal Comisión Ejecutiva
	Repsol YPF	Vicepresidente	
	Fundación de la Universitat Oberta de Catalunya		Presidente
	CaixaHolding, S.A.	Presidente	
	Suez, S.A.	Consejero	
Salvador Gabarró Serra	Grupo Ferrer Internacional		Consejero
	Enagas, S.A.		Consejero
	la Caixa		Vicepresidente Primero
	Fundació la Caixa		Patrono
	CaixaBank France		Consejero
	CaixaHolding,S.A.		Consejero
	Inmobiliaria Colonial	Consejero	
Santiago Cobo Cobo	Comupet Madrid 2008, S.L.		Consejero
	Fira de Barcelona	Consejero	
	Confederación de Empresarios de la Provincia de Cádiz	Presidente	
	Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE)	Vocal de J. Directiva y miembro de la Asamblea General	
	Confederación de Empresarios de Andalucía	Vocal Comité Ejecutivo	
	Seremfor Cádiz, S.L. Unipersonal (Confederación de Empresarios)	Presidente	
	El Manantial de Información, S.L.		Administrador Único
	Hostelería Colectividades de Cádiz, S.L. Cía Turística Santa María, S.A.		Administrador Único Vicepresidente, Consejero Delegado
Carlos Kinder Espinosa	Abaque Hotelera, S.A.		Consejero, Director Gerente
	GTD Ingeniería de Sistemas y de Software, S.A.		Consejero Delegado
	CEA Centre de Estudis Ambientals S.L.		Presidente
	AERIS Societat Catalana de Aeronàutica S.S.		Presidente
	Mobile Safe Data Services S.L.		Consejero Delegado
	Teleport Barcelona S.A.		Administrador
	GDI Proyectos y Montajes S.A.		Administrador
	Serveis de Turismo y D Hostelería Campus S.A. Vila Universitaria S.A.	Administrador Vicepresidente	
Guzmán Solana Gómez	Sodercan S.A.		Administrador
	Enagas, S.A.	Presidente Ejecutivo	
Rafael Villaseca Marco	Enagás, S.A.		Consejero
	Panrico	Consejero Delegado	
	Túneles y Accesos de Barcelona, S.A. Concesionaria	Presidente	
	Túnel del Cadf, S.A.	Presidente	
	Amper S.A		Socio
José Arcas Romeu	Repsol-Gas Natural LNG, S.L.		Presidente
	Nestlé España, S.A.		Presidente
	Solema, S.A		Presidente
	Productos del Café, S.A.		Presidente
	Davigel España, S.A.		Presidente
	Nestlé Pestcare España, S.A.		Presidente
	Helados y Postres, S.A.		Presidente
	La Cocinera Alimentación, S.A.		Presidente
	Comercial Helados Nestlé, S.A		Presidente
Recaysa Alimentación, S.A	Presidente		

Consejero	Entidades	Cargo no vigente	Cargo vigente
	Preparados y Congelados Alimenticios S.A.- La Cocinera (absorbida)	Presidente	
	Ice-Cream Factory CoMaker, S.A. (venta)	Presidente	
	Compañía Avides, S.A.	Presidente	
	Cámara Oficial de Comercio Industria i Navegació de Barcelona		Miembro del Pleno/Presidente Comisión Formación/Miembro Consejo Asesor Est. Llotja
	Círculo de Economía de Barcelona		Vicepresidente, Miembro de la Junta Directiva y Socio Protector
	AECOC		Miembro del Consejo de Administración
	Fira de Barcelona		Miembro del Consejo de Administración
	Fomento del Trabajo Nacional		Vocal Consejo Consultivo
	Asociación Española de Empresas de Productos de Marca		Miembro Junta de Gobierno
Ecoembalajes España, S.A.		Presidente y Miembro de la Comisión Delegada	
Participación Ecológica, S.A.		Presidente del Consejo de Administración	
Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Vocento, S.L.		Consejero
	Gaspar David Figuerola, S.L.		Administrador Mancomunado
	Glone 4, S.L		Administrador Solidario
	Prensa Española	Presidente	
	ABC,S.L	Presidente	
	Onde Seis, S.L.	Presidente	
José Luis Jové Vintó	Net TV	Presidente	
	Puleva Biotech, S.A.	Consejero	
	Adeslas		Presidente
	Fira de Barcelona		Consejero
	Aguas de Barcelona	Consejero delegado	
	Transportes Barcelona		Consejero
Emiliano López Atxurra	Llambich Precisión, S.A.		Consejero
	Asociación Euro-Defi España		Presidente
	Bultztel, S.A. (en liquidación)		Presidente
	Petronor		Consejero
	International Bask Consulting, S.L.		Socio
	Desarrollo Protección Ambiental, S.L.		Socio
	Bidour Telecomunicaciones, S.L.		Socio
	C.F.I. Consultores de Financiación Internacional S.L.		Socio
	IBK, Asesores Jurídicos asociados		Socio Principal
Carlos Losada Marrodán	Fundación ESADE		Director General
	Patronato Fundación Intermón Oxfam		Miembro y Vicepresidente
	Universidad Ramón Llull		Vocal del Consejo Ejecutivo
	Aitic Penteo, SAU	Consejero	
	European Foundation for Management Development		Miembro del Consejo de "Trustees"
Fernando Ramírez Mazarredo	Empresa Pública: Banc de Sang I Teixits		Vocal Consejo de Administración
	Bolsas y Mercados Españoles, Sociedad Holding de Mercados y Sistemas Financieros, S.A.	Vicepresidente	
	Caixa Capital Desarrollo, S.C.R, S.A.	Consejero	
	Caixa Capital Risc, S.G.E.C.R., S.A.	Consejero	
	Caixa Inversiones I, S.I.M.C.A.V.,S.A	Presidente	
	CaixaBank Banque Privée (Suisse)	Vicepresidente I	
	e-la Caixa, S.A.	Consejero	
	Eurocaixa I, Sociedad de Inversión Mobiliaria, S.A.	Presidente	
	Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	Consejero	
	Iberclear	Consejero	
	Ibercaixa Holding, S.A.	Presidente	
Inversiones Herrero, S.A.	Consejero		

Consejero	Entidades	Cargo no vigente	Cargo vigente
	MEFF AIAF SENAF Holding de Mercados Financieros, S.A.	Vicepresidente Presidente	
	PMC Private Management Company	Presidente	
	RentCaixa, S.A. de Seguros y Reaseguros	Consejero	
	Servicio de Compensación y Liquidación de Valores	Consejero	
	Repinves, S.A.	Consejero (Como representante de Caixa Corp., S.A.)	
	Banco BPI	Consejero (Como representante de Corporació de Participacions Estrangeres, S.A. y de Caixa Holding, S.A.U.)	
	Bolsa de Barcelona	Consejero (Como representante de Inver Caixa Valores, S.V., S.A)	
	Servicio Monégasque de Banque Privée	Consejero	
Miguel Valls Maseda	Fichet Sistemas y Servicios, S.A.		Consejero
	Fichet Industria, S.L.		Presidente
	Saba Aparcamientos, S.A.		Consejero
	Corporació Catalana de Comunicació		Consejero
	Copisa		Vocal Consejo Asesor
	Mutual Cyclops		Presidente en funciones
	Inmobiliaria Colonial, S.A.		Consejero
	Cambra Oficial de Comerç, Indústria i Navegació de Barcelona		Presidente
	Cambres de Comerç de Catalunya		Presidente
Fira de Barcelona		Vicepresidente	
	Cámaras de España		Vicepresidente
Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	OHL, S.A.		Consejero
	Page Ibérica, S.A.		Consejero
	Tegecovi, S.A.		Consejero
	Banco Herrero, S.A. (Banco Sabadell S.A.)	Consejero	
Enrique Alcántara-García Irazoqui	la Caixa	Vicepresidente	
	Saba	Vicepresidente	
	Abertis	Vicepresidente	

(iv) Manifestación relativa a la honorabilidad y competencia de los consejeros y a la inexistencia de vinculaciones familiares entre los mismos

De acuerdo con la información suministrada a Gas Natural por cada consejero, se hace constar que ninguno de los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad (i) ha sido condenado en relación con delitos de fraude por lo menos en los cinco últimos años, (ii) está relacionado con cualquier quiebra, suspensión de pagos o liquidación alguna de una sociedad mercantil en la que actuara como miembro del Consejo de Administración o como alto directivo al menos en los cinco últimos años ni (iii) ha sido inculcado pública y oficialmente y/o sancionado por las autoridades estatutarias o reguladoras (incluidos los organismos profesionales designados) o descalificado por tribunal alguno por su actuación como miembro de los órganos de administración, gestión o supervisión de un emisor o por su actuación en la gestión de los asuntos de un emisor al menos en los cinco años anteriores.

No existe relación familiar alguna ni entre las personas referidas en esta apartado 14.1.1 ni entre estas y los altos directivos mencionados en el apartado 14.1.2. siguiente.

14.1.2 Alta dirección.

(i) *Listado de directivos*

La siguiente tabla detalla los altos directivos de Gas Natural que integran actualmente, junto con D. Rafael Villaseca Marco, el Comité de Dirección de Gas Natural.

Cargo	Nombre
Director General de Gestión del Gas	José María Egea Krauel
Director General de Negocios Mayoristas	Manuel Fernández Álvarez
Director General de Negocios Minoristas	Joan Saurina Gispert
Director General Internacional	Alberto Toca Gutiérrez-Colomer
Director General Económico-Financiero	Carlos J. Álvarez Fernández
Director General de Recursos	Antoni Llardén Carratala
Director de Servicios Jurídicos	Manuel García Cobaleda
Director de Estrategia y Desarrollo	Antonio Basolas Tena
Director de Comunicación y Gabinete de Presidencia	Jordi García Taberero

Se hace constar expresamente que, a los efectos del presente Folleto, la dirección profesional de cada uno de los citados directivos es el domicilio social de Gas Natural (Avenida Portal de l'Àngel 22, 08002 Barcelona).

(ii) *Descripción de la preparación y experiencia de gestión de cada uno de los directivos*

Se incluye a continuación un cuadro explicativo que contiene la descripción del perfil de cada uno de los altos directivos de Gas Natural en lo que respecta a su preparación y experiencia de gestión.

Nombre	Perfil
D. José María Egea Krauel	Licenciado en Ciencias Químicas con la especialidad en Química Industrial por la Universidad de Murcia, y Master en Administración y Dirección de Empresas por ICADE. Inició su trayectoria profesional en Española de Zinc, trabajo que compatibilizó con la docencia, y también trabajó en UNIGAS. En 1991, inició su carrera en el Grupo Gas Natural, trabajando inicialmente en la Dirección de Sociedades Participadas. Posteriormente, pasó a formar parte de la Dirección de Planificación y Control, primero como director de Planificación y Estudios, y después como director de Estudios, Planificación Internacional y Otros Negocios. Fue Director Corporativo de Planificación del Grupo Gas Natural. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 2000. Actualmente es Director General de Gestión del Gas.
Manuel Fernández Álvarez	Ingeniero de Minas por la Universidad Politécnica de Madrid y Master en Dirección y Administración de Empresas por el Instituto de Empresa de Madrid. Trabajó en Red Eléctrica de España y en el Ministerio de Industria y Energía, en las áreas de Planificación y Regulación del sistema eléctrico y del gasista. Ha sido consultor de la Unión Europea para la reestructuración de los sectores energéticos de los países del este de Europa y, ocupó anteriormente el puesto de director de Negocio Eléctrico del Grupo Gas Natural. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 2005. Actualmente es Director General de Negocios Mayoristas.
Joan Saurina Gispert	Es ingeniero industrial por la E.T.S.I.I Universidad Politécnica de Cataluña y diplomado por ESADE en Administración y Dirección de Empresas. Toda su experiencia profesional ha transcurrido en el Grupo Gas Natural, donde empezó realizando funciones técnicas y, posteriormente, de gestión. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 1992. Actualmente es Director General de Negocios Minoristas.

Alberto Toca Gutiérrez-Colomer	Ingeniero de Minas por la Universidad Politécnica de Madrid y PDG por el IESE. Trabajó en Repsol YPF como responsable de las áreas de Gas y Electricidad y Expansión Internacional, y en Repsol Butano como director del Área de Ventas y Jefe del Departamento de Investigación y Laboratorios. Ha colaborado como Consejero en distintas asociaciones relacionadas con la Energía tales como el Grupo Especializado de Energía del Colegio de Ingenieros de Minas, OCIGAS; RELE; la International Solar Energy Society y SEDIGAS. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 2001. Desde enero de 2001 es Director General Internacional del Grupo Gas Natural.
Carlos Javier Álvarez Fernández	Es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Autónoma de Barcelona y cursó el Programa de Dirección General del IESE. Su trayectoria profesional se inició en Arthur Andersen (ahora Deloitte) donde ejerció de auditor, gerente y director. Su carrera en el Grupo Gas Natural se inició en febrero de 1999, como director de Contabilidad y Administración y desde el año 2000 se ha responsabilizado de la Dirección Corporativa-Financiera del Grupo. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 2000. Actualmente es Director General Económico-Financiero. Igualmente, en la actualidad, es miembro del Consejo Asesor de Mapfre Unidad de Empresas.
Antoni Lladén Carratala	Es ingeniero industrial por la Escuela Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Barcelona, especializado en Organización de Empresas. Ha sido ingeniero consultor y ha ocupado diferentes puestos directivos tanto en el sector público –fue subsecretario del Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Medio Ambiente-, como en el sector privado. Ha sido miembro del comité ejecutivo del Comité Organizador de las Olimpiadas de Barcelona y Consejero de Telefónica. En el Grupo Gas Natural ha sido Consejero Delegado de Gas Natural Latinoamericana, Director Corporativo y miembro del Comité de Dirección. Actualmente es, además, presidente de Sedigas, asociación que agrupa a todas las compañías gasistas. Forma parte de la Junta Directiva del Club Español de la Energía, y es miembro de las comisiones de Industria y Energía, y del Medio Ambiente, de la CEOE y del Foment del Treball. Además es miembro del Consejo Directivo de Eurogas y del Comité Ejecutivo y del Consejo de la Intenational Gas Union. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 1997. Actualmente es el Director General de Recursos del Grupo.
Manuel García Cobaleda	Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid, Abogado del Estado en excedencia y profesor de la Universidad Rey Juan Carlos I. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 2005. Actualmente es Director de Servicios Jurídicos del Grupo Gas Natural.
Antonio Basolas Tena	Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales, y Graduado Superior en Economía por el Instituto Europeo de Derecho y Economía. Inició su carrera profesional en 1990 en Arthur Andersen (ahora Deloitte). En 1994 se incorporó a Caixa Holding desarrollando funciones de <i>controller</i> , desde donde accedió a empresas del grupo la Caixa (director general de Serviticket, S.A., Gerente de Inversiones CaixaNet Factory y director corporativo Económico-Financiero de e-La Caixa S.A.). Fue director del Grupo Utilities en Caixa Holding, S.A. y en el año 2005 ingresó en el Grupo Gas Natural como responsable de la Dirección Adjunta al Consejero Delegado. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 2005. Ostenta el cargo de Director de Estrategia y Desarrollo del Grupo.
Jordi García Taberner	Es licenciado en Ciencias de la Información por la Universidad Autónoma de Barcelona. Ha cursado el Programa de Comunicación Empresarial del IESE, así como el primer ciclo de Ciencias Empresariales. Ha sido director de Comunicación del Departamento de Trabajo, Industria, Comercio y Turismo de la Generalitat de Catalunya y ha sido redactor en prensa escrita, radio y televisión. Ingresó en el Grupo Gas Natural en el año 2004. Es miembro del Comité de Dirección de Gas Natural desde el año 2005. Ejerce como Director de Comunicación y Gabinete de Presidencia de Gas Natural.

(iii) *Nombres de todas las empresas y asociaciones de las que los actuales directivos hayan sido, en cualquier momento de los cinco años anteriores, miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión o socio, indicando si el correspondiente miembro sigue manteniendo tal cargo*

Se incluye a continuación un cuadro explicativo que contiene una lista de las empresas de las que los actuales directivos de Gas Natural han sido, en los últimos

cinco años, miembros de los órganos de administración, gestión o supervisión o socios, con expresa indicación de los cargos vigentes en la actualidad.

Directivo	Entidades	Cargo no vigente	Cargo vigente
Antoni Llardén Carratala	Sedigás		Presidente
	Club Español de la Energía		Miembro de Junta Directiva
	Eurogas		Miembro del Cons. Directivo
	International Gas Union		Miembro del Comité Ejecutivo
	Torre Marenostrum, S.L.		Presidente
	Consell Social UAB		Vicepresidente
	Rotartica, S.A.	Vicepresidente	
	Serveis de Turismo i Hosteleria Campus, S.A.	Consejero	
	Hotel Campus, S.L.	Consejero	
	Grupo Estampaciones Sabadell	Vocal	
	Associació Enginyers Industrials de Catalunya	Vicepresidente	
Antonio Basolas Tena	Fundació Universitaria Turismo i Lleure	Patrono	
	Servicket	Director General	
	CaixaNet Factory	Gerente de Inversiones	
	e-La Caixa	Apoderado	
	La Caixa Center	Apoderado	
	Repinves	Apoderado	
	All Global Names, S.A.	Presidente	
	Fin Caixa, S.A.	Consejero	
	Suministros Urbanos y Mantenimientos, S.A.	Consejero	
	Logistic Financial Network	Consejero y apoderado	
	Portic Barcelona, S.A.	Consejero	
	ECT Multicaixa, S.A.	Consejero y Administrador Mancomunado	
	C3 Caixa Center	Administrador Mancomunado	
	Servicios Desarrollo Profesional, S.L.	Consejero	
	Q Factory 21, S.L.	Consejero	
	Caixa Trust, S.A.	Representante	
	Condisline e Commerce, S.A.	Consejero	
Alianzas B2B, S.A.	Representante		
Caixa Netfactory, S.A.	Representante		
Jordi García Taberner	JGT comunicación, S.L.		Administrador
José María Egea Krauel	Corporación de Reservas de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)		Vocal del Consejo de Administración
Carlos Javier Álvarez Fernández	Mapfre Unidad de Empresas		Miembro del Consejo Asesor

(iv) Manifestación relativa a la honorabilidad y competencia de los directivos y a la inexistencia de vinculaciones familiares entre los mismos

De acuerdo con la información proporcionada por los miembros del Comité de Dirección, Gas Natural hace constar que ninguno de sus miembros (i) ha sido condenado en relación con delitos de fraude en los cinco años anteriores a la fecha del presente Folleto, (ii) está relacionado, en su calidad de miembro de la alta dirección de Gas Natural, con cualquier quiebra, suspensión de pagos o liquidación alguna de una sociedad mercantil ni (iii) ha sido inculcado pública y oficialmente y/o sancionado por las autoridades estatutarias o reguladoras (incluidos los organismos profesionales designados) o descalificado por tribunal alguno por su actuación como miembro de los órganos de administración, gestión o supervisión

de un emisor o por su actuación en la gestión de los asuntos de un emisor durante los cinco últimos años.

No existe relación familiar alguna ni entre las personas referidas en esta apartado 14.1.2 ni entre estas y los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural mencionados en el apartado 14.1.1. anterior.

14.2 Conflictos de intereses de los órganos administrativo, de gestión y supervisión, y altos directivos

Durante el ejercicio 2004 y durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2005 hasta la fecha del presente Folleto, y según la información proporcionada a Gas Natural, no se han dado situaciones de conflicto de interés, según lo previsto en el apartado tercero del artículo 127 ter del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, en las que se encontrasen los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural.

El artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración de Gas Natural establece que el consejero tendrá la obligación de abstenerse de intervenir y votar en los asuntos en que se halle directa o indirectamente interesado y se plantee conflicto de interés, concepto este último que se aplica cuando el asunto afecte a un miembro de su familia o a una sociedad o entidad no perteneciente al Grupo Gas Natural en la que el consejero desempeñe cargos o funciones de representación, dirección o asesoramiento, o en las que el consejero tenga una participación significativa o haya sido propuesto por aquella como consejero dominical en el Consejo de Gas Natural.

En aras de la citada obligación, el Reglamento del Consejo de Administración establece el procedimiento de comunicación y autorización al que están obligados los administradores de Gas Natural para llevar a cabo cualquier operación o transacción comercial o profesional que, directa o indirectamente, pudiera incurrir en una situación de conflicto de interés.

No existe ninguna restricción a la disposición de los valores salvo a aquellas incluidas en el Código de Conducta de Gas Natural debidamente registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS

En relación con el último ejercicio completo, para las personas mencionadas en los apartados 14.1.1 y 14.1.2 de este Capítulo VI

15.1 Importe de la remuneración pagada (incluidos los honorarios contingentes o atrasados) y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y sus filiales. Esta información debería proporcionarse con carácter individual a menos que la revelación individual no se exija en el país de origen del emisor y no sea revelada públicamente el emisor en otro medio

15.1.1 Remuneraciones pagadas a los miembros del Consejo de Administración

En virtud del artículo 44 de los Estatutos Sociales, la remuneración del Consejo de Administración consistirá en un 10% del beneficio bruto anual como máximo, determinándose dentro de dicho límite, en proporción al número de Consejeros en ejercicio. Dicha remuneración sólo podrá ser deducida de los beneficios líquidos después de estar cubiertas las reservas legales y estatutarias y de haber reconocido a las acciones ordinarias un dividendo no inferior al 4% de su valor nominal.

El Consejo de Administración podrá distribuir la remuneración entre sus miembros según acuerde.

El cuadro siguiente muestra la remuneración percibida por los miembros del Consejo de Administración por su participación en el citado Consejo, así como en los órganos de administración y alta dirección de las sociedades filiales del Grupo Gas Natural durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004 (se refiere a las percibidas por aquellos que fueron miembros del Consejo durante dicho ejercicio, que no coinciden en todos los casos con los actuales).

Concepto retributivo	Gas Natural	Por pertenencia a otros órganos de administración y/o alta dirección de sociedades del Grupo
Retribución fija	426	-
Retribución variable	212	-
Dietas	2.692	171
Atenciones Estatutarias	-	-
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	-	-
Otros	8	-
Total	3.338	171

* Cifras en miles de euros.

Se detallan a continuación las prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004.

Otros beneficios	Gas Natural	Por la pertenencia a otros órganos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del Grupo
Anticipos	-	-
Créditos concedidos	-	-
Primas de seguros de vida y aportaciones a fondos de pensiones	23	-
Garantías constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	-	-
Total	23	-

* Cifras en miles de euros.

Se detalla a continuación la remuneración por tipología de consejero durante el ejercicio terminado el día 31 de diciembre de 2004.

Tipología de consejero	Gas Natural	Por la pertenencia a otros órganos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del Grupo
Ejecutivos	1.128	57
Externos Dominicales	1.443	114
Externos Independientes	767	-
Otros Externos	-	-
Total	3.338	171

* Cifras en miles de euros.

Los importes devengados en el ejercicio 2004 de retribuciones por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva y otras Comisiones, que percibieron individualmente los miembros del Consejo de Administración fueron las siguientes:

Nombre	Consejo	Comisión Ejecutiva	Otras Comisiones	Total
Salvador Gabarró Serra	136	136	10	282
Antonio Brufau Niubó	141	141	9	291
Enrique Locutura Rupérez ⁽¹⁾	100	100	-	200
Enrique Alcántara-García Irazoqui	100	-	10	110
José Ramón Blanco Balin ⁽¹⁾	100	100	10	210
Caixa d'Estalvis de Catalunya ⁽²⁾	100	-	-	100
Santiago Cobo Cobo	100	100	6	206
José María Goya Laza ⁽¹⁾	100	-	-	100
José Luis Jové Vintró	9	9	-	18
Carlos Losada Marrodán	100	100	6	206
Fernando Ramírez Mazarredo	100	100	16	216
Emiliano López Atxurra	100	-	-	100
Miguel Ángel Remón Gil ⁽¹⁾	100	82	19	201
Leopoldo Rodés Castañe ⁽¹⁾	100	-	-	100
Gregorio Villalabeitia Galarraga ⁽¹⁾	100	-	10	110
José Vilarasau i Salat	100	-	-	100
Narcís Barceló Estrany ⁽¹⁾	55	-	-	55
Juan Sancho Rof ⁽¹⁾	82	-	5	87
Total	1.723	868	101	2.692

⁽¹⁾ Actualmente no forma parte del Consejo de Administración de Gas Natural.

⁽²⁾ Representado por José María Loza Xuriach

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2004 por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo y/o por su pertenencia a la alta dirección de las sociedades filiales de Gas Natural es de 171 miles de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Enagas, S.A.	Total
Salvador Gabarró Serra	5	12	17
Antonio Brufau Niubó	-	56	56
Enrique Locutura Rupérez ⁽¹⁾	5	35	40
José Ramón Blanco Balin ⁽¹⁾	-	53	53
Leopoldo Rodés Castañe ⁽¹⁾	5	-	5
Total	15	156	171

⁽¹⁾ Actualmente no forma parte del Consejo de Administración de Gas Natural.

A 31 de octubre de 2005, el importe de las retribuciones a los miembros del Consejo de Administración en concepto de dietas por asistencia y por relaciones de tipo laboral o responsabilidades directas en diferentes niveles ejecutivos ascendía a 3,3 millones de euros.

15.1.2 Remuneración pagadas a los altos directivos de Gas Natural que integran el Comité de Dirección.

La siguiente tabla detalla la remuneración de los directivos que integraban el Comité de Dirección durante el ejercicio 2004 (que no coinciden con los actuales miembros), así como la retribución por su participación en los órganos de administración y alta dirección en las sociedades del Grupo Gas Natural. Quedan

excluidas las cantidades correspondientes a la retribución del Consejero Delegado que se detallan en el apartado 15.1.1 del presente Capítulo VI.

Concepto Retributivo	Gas Natural	Por la pertenencia a los órganos de administración y/o alta dirección de sociedades del Grupo Gas Natural
Retribución fija	2.521,3	-
Retribución variable ⁽¹⁾	1.070,0	-
Incentivos	184,7	-
Otros	-	106,8
Total	3.776,0	106,8

* Cifras en miles de euros.

⁽¹⁾ La retribución variable oscila aproximadamente entre un 30% y 40% de la retribución fija.

Se detallan a continuación las prestaciones en especie concedidas a los directivos que integraban el Comité de Dirección durante el ejercicio 2004 (que no coinciden con los actuales), así como la retribución por su participación en los órganos de administración y alta dirección en las sociedades del Grupo Natural.

Otros beneficios	Gas Natural	Por la pertenencia a órganos de administración y/o alta dirección de sociedades del Grupo Gas Natural
Anticipos	-	-
Créditos concedidos	188,3	-
Primas de seguros de vida	114,6	-
Asistencia sanitaria	13,0	-
Vehículos	20,6	-
Bonificación gas	7,9	-
Total	344,4	-

* Cifras en miles de euros.

Con fecha 31 de octubre de 2005, el importe de las remuneraciones de todos los miembros que integran el Comité de Dirección, con un número y composición distinta a la del ejercicio 2004, alcanzó a 3,1 millones de euros.

15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares

Durante el ejercicio 2004, las aportaciones realizadas por el Grupo Gas Natural para prestaciones de pensión, jubilación o similares destinadas a los Consejeros Ejecutivos son los que se detallan a continuación. Con respecto al resto de los Consejeros, se hace constar que Gas Natural no realiza ninguna aportación por dicho concepto.

Prestaciones de pensión, jubilación o similares	Gas Natural	Por la pertenencia a los órganos de administración y/o alta dirección de sociedades del Grupo Gas Natural
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	8,0	-
Total	8,0	-

* Cifras en miles de euros.

Durante el ejercicio 2004, las aportaciones realizadas por el Grupo Gas Natural para prestaciones de pensión, jubilación o similares destinadas a los miembros del Comité de Dirección (que no coinciden con los actuales), son los que se detallan a continuación.

Prestaciones de pensión, jubilación o similares	Gas Natural	Por la pertenencia a los órganos de administración o alta dirección de sociedades del Grupo Gas Natural
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	86,7	-
Total	86,7	-

* Cifras en miles de euros.

A fecha 31 de diciembre de 2004, el importe total acumulado al que tendrían derecho los Consejeros Ejecutivos de Gas Natural, por prestaciones de pensión, jubilación o similares, asciende a 77,8 miles de euros.

A fecha 31 de diciembre de 2004, el importe total acumulado al que tendrían derecho los miembros del Comité de Dirección de Gas Natural (que no coinciden con los actuales), por prestaciones de pensión, jubilación o similares, asciende a 8.405,3 miles de euros.

De conformidad con legislación aplicable en materia de seguros privados y de planes y fondos de pensiones, el Grupo Gas Natural tiene externalizados todos sus compromisos por pensiones, incluidos aquellos referidos a los premios de jubilación en normas sectoriales. En las cuentas anuales de cada ejercicio se registran las correspondientes aportaciones a los planes y fondos de pensiones que cubren los compromisos adquiridos por el Grupo con el personal activo afectado. Tales aportaciones anuales son contabilizadas con cargo a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas de cada ejercicio.

El Grupo Gas Natural tiene establecidos, en la práctica totalidad de sus empresas, Planes de Pensiones del Sistema de Empleo en los que se contemplan aportaciones para todos los empleados, incluido el Comité de Dirección, para prestaciones de jubilación y similares, y de riesgo (vida y complementarios), con los límites anuales previstos en la ley y los correspondientes reglamentos de especificaciones.

Estos Planes, por decisión de sus comisiones de control, están adheridos a Fondos de Pensiones gestionados por gestoras de la Caixa (sociedades filiales de distribución de gas de ámbito regional) o del Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (Gas Natural SDG, S.A. y resto de sociedades).

Al margen de lo especificado en el presente apartado 15, no han existido otras remuneraciones a los administradores ni se han concedido anticipos ni préstamos a los miembros del Consejo de Administración ni del Comité de Dirección de Gas Natural, ni a los miembros de los distintos órganos de administración o alta dirección de cualquiera de las sociedades filiales de Gas Natural, durante el ejercicio 2004, ni existen cantidades ahorradas ni acumuladas por estos conceptos en ninguna de las sociedades del Grupo Gas Natural.

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN

En relación con el último ejercicio completo del emisor, y salvo que se disponga lo contrario, con respecto a las personas mencionadas en el punto a) del apartado 14.1.1. del presente Capítulo VI.

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y período durante el cual la persona ha desempeñado servicios en ese cargo

Los Consejeros de Gas Natural han desempeñado el cargo en los períodos que se detallan a continuación:

Consejero	Fecha de nombramiento inicial ⁽¹⁾	Fecha de terminación de su mandato
Salvador Gabarró Serra	23-06-2003	23-06-2006
Antonio Brufau Niubó	16-06-1989	14-04-2007
Rafael Villaseca Marco ⁽⁴⁾	20-04-2005	20-04-2008
Enrique Alcántara-García Irazoqui	27-06-1991	14-04-2007
José Arcas Romeu ⁽²⁾	30-06-2005	30-06-2008
Caixa d'Estalvis de Catalunya ⁽³⁾	23-06-2003	23-06-2006
Santiago Cobo Cobo	16-12-2002	20-04-2008
Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	20-04-2005	20-04-2008
José Luis Jové Vintró	20-04-2005	20-04-2008
Carlos Kinder Espinosa	20-04-2005	20-04-2008
Emiliano López Atxurra	23-06-2003	23-06-2006
Carlos Losada Marrodán	16-12-2002	20-04-2008
Fernando Ramírez Mazarredo ⁽⁵⁾	20-4-2005	20-04-2008
Guzmán Solana Gómez ⁽⁶⁾	20-04-2005	20-04-2008
Miguel Valls Maseda	20-04-2005	20-04-2008
Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	20-04-2005	20-04-2008
José Vilarasau i Salat	14-04-2004	14-04-2007

⁽¹⁾ Las fechas de nombramiento inicial de cada Consejero se refieren a la fecha de la Junta General de accionistas en la que se acordó, por primera vez, cada uno de los correspondientes nombramientos.

⁽²⁾ Nombrado por el Consejo de Administración por cooptación y pendiente de ratificación por la Junta General de accionistas.

⁽³⁾ Representado por José María Loza Xuriach.

⁽⁴⁾ D.Rafel Villaseca Marco formó parte del Consejo de Administración de Gas Natural en el periodo 1997-2000, con anterioridad a la fecha indicada en la tabla.

⁽⁵⁾ D.Fernando Ramírez Mazarredo formó parte del Consejo de Administración de Gas Natural en el periodo 2003-2005, con anterioridad a la fecha indicada en la tabla.

⁽⁶⁾ D.Guzmán Solana Gómez formó parte del Consejo de Administración de Gas Natural en el periodo 1993-2000, con anterioridad a la fecha indicada en la tabla.

Los consejeros son nombrados por un periodo de tres (3) años siendo reelegibles por la Junta General de accionistas por plazos de igual duración.

16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa

Los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección de Gas Natural tienen cláusulas de compensación o indemnización. El número de beneficiarios de dichas cláusulas, a fecha 31 de diciembre de 2004, ascendía a trece. El régimen de estas cláusulas se aplica en los siguientes supuestos:

- despidos objetivos;
- despidos por causas organizativas, económicas, productivas o técnicas;
- despidos disciplinarios que ulteriormente sean declarados nulos o improcedentes, siendo firme la resolución en cuestión, y en los que la Sociedad opte por extinguir la relación laboral; y

- supuestos en los que el directivo decide unilateralmente extinguir el contrato con arreglo a la legislación laboral aplicable (artículo 40, 41 y 50 del Texto Refundido del Estatuto de los Trabajadores).

A la luz de las compensaciones e indemnizaciones previstas contractualmente, los beneficiarios tendrán derecho a recibir:

- una indemnización para cuyo cálculo el tiempo computable no superará, en ningún caso, los 84 meses, y se tendrá en cuenta la retribución fija correspondiente al año de la extinción de la relación laboral, más la retribución variable;
- el importe del fondo de permanencia (concepto retributivo de carácter diferido que tiene la finalidad de recompensar la permanencia en Gas Natural y la no concurrencia con sus actividades en los dos años siguientes a la jubilación); y
- en el supuesto de que el directivo tenga cumplidos 55 años de edad en la fecha de extinción, tendrá derecho a recibir además el valor del importe de las aportaciones al plan de pensiones, de las aportaciones al premio de permanencia, y del convenio especial con la Seguridad Social desde la fecha de extinción del contrato hasta el cumplimiento de los 65 años de edad.

Por lo que respecta al actual Consejero Delegado, D. Rafael Villaseca Marco, su contrato contiene una cláusula que establece una indemnización por despido que triplica la compensación anual prevista para los supuestos de extinción de la relación laboral y una indemnización de un año de retribución por el pacto de no-competencia postcontractual por un periodo de un año.

Además, por lo que respecta al Consejero, D. Guzmán Solana Gómez, su contrato prevé una cláusula de no-competencia postcontractual por un periodo de dos años. Igualmente, se establece una indemnización por terminación de su relación laboral que asciende a un máximo de 1,9 millones de euros.

16.3 Información sobre el Comité de Auditoría y el Comité de Retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del Comité y un resumen de su reglamento interno

(a) Comisión de Auditoría y Control

La Comisión de Auditoría y Control está contemplada tanto en el artículo 51 bis de los Estatutos Sociales como en el artículo 32 del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones.

Según el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones:

- La Comisión de Auditoría y Control estará constituida por un máximo de cinco Consejeros, designados por el Consejo de Administración.
- La Comisión de Auditoría y Control deberá tener mayoría de Consejeros no Ejecutivos.
- De entre los Consejeros no Ejecutivos de la Comisión, el Consejo de Administración elegirá al Presidente de la misma, quien no tendrá voto de calidad y que deberá ser sustituido según lo previsto en los Estatutos Sociales

y en la Ley, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido el plazo de un año desde su cese. La Secretaría de la Comisión corresponderá a la Secretaría del Consejo de Administración.

- La Comisión de Auditoría y Control tiene funciones de estudio y propuesta al Consejo sobre las siguientes materias, que se transcriben textualmente: “(i) informar en la Junta General de accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia; (ii) propuesta al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de accionistas del nombramiento de los auditores de cuentas externos a que se refiere el artículo 204 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, aprobado por Real Decreto legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre; (iii) supervisión de los servicios de auditoría interna en el caso de que exista dicho órgano dentro de la organización empresarial; (iv) conocimiento del proceso de información financiera y de los sistemas de control interno de la Sociedad; (v) relaciones con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de estos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquéllas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas técnicas de auditoría; (vi) seguimiento del desarrollo de la auditoría anual; (vii) servir de canal de comunicación entre el Consejo de Administración y los auditores y evaluar los resultados de cada auditoría; (viii) revisión de 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; (ix) medidas que considere convenientes en la actividad de auditoría, sistemas de control financiero interior, cumplimiento de las normas legales en materia de información a los mercados y transparencia y exactitud de la misma; (x) examinar el cumplimiento del Reglamento Interno de Conducta en los mercados de valores vigente en cada momento, del presente Reglamento y, en general, de las reglas de gobierno de la Sociedad y hacer las propuestas necesarias para su mejora; y (xi) informar durante los tres primeros meses del año, y siempre que lo solicite el Consejo de Administración sobre el cumplimiento del presente Reglamento.”

A la fecha del presente Folleto, la Comisión de Auditoría y Control está constituida por los siguientes miembros:

Nombre	Cargo
Guzmán Solana Gómez	Presidente
Miguel Valls Maseda	Vocal
Fernando Ramírez Mazarredo	Vocal

En cuanto a su funcionamiento, la Comisión de Auditoría y Control convocada por su Presidente se reunirá cuando sea necesario para la emisión de informes que le competen o cuando lo estime conveniente su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. En el ejercicio de 2004, la Comisión de Auditoría y Control celebró cinco (5) reuniones.

(b) Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones está contemplada en el artículo 31 del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones.

Está constituida por un máximo de cinco Consejeros, designados por el Consejo de Administración.

De entre los miembros de la Comisión, el Consejo de Administración elegirá al Presidente de la misma, quien no tendrá voto de calidad. La Secretaría de la Comisión corresponderá a la Secretaría del Consejo de Administración.

La Comisión tiene funciones de estudio y propuesta al Consejo sobre las siguientes materias, que se transcriben textualmente: “(i) establecer los criterios de retribución de los Consejeros de la Sociedad; (ii) establecer la política general de remuneración de los directivos del Grupo Gas Natural; (iii) establecer las directrices relativas al nombramiento, selección, carrera, promoción y despido de altos directivos, a fin de asegurar que el Grupo dispone, en todo momento, del personal de alta cualificación adecuado para la gestión de sus actividades; (iv) la revisión de la estructura del Consejo de Administración, criterios que deban informar la renovación estatutaria de los Consejeros, la incorporación de miembros y cualquier otro aspecto relativo a su composición que considere conveniente; y (v) informar al Consejo sobre las transacciones que impliquen o puedan implicar conflictos de intereses”.

A la fecha de este Folleto, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones está constituida por los siguientes miembros:

Nombre	Cargo
Salvador Gabarró Serra	Presidente
Antonio Brufau Niubó	Vocal
Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal

En cuanto a su funcionamiento, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se reunirá cuantas veces sea necesario para emitir los informes de su competencia o lo considere necesario su Presidente o previa solicitud de dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. En el ejercicio de 2004, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones celebró siete (7) reuniones.

c) Comisión de Estrategia, Inversiones, y Competencia

La Comisión de Estrategia, Inversiones, y Competencia está contemplada en el artículo 33 del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones.

Esta Comisión está constituida por un máximo de cinco Consejeros, designados por el Consejo de Administración.

De entre los miembros de la Comisión, el Consejo de Administración elegirá al Presidente de la misma, quien no tendrá voto de calidad. La Secretaría de la Comisión corresponderá a la Secretaría del Consejo de Administración.

A la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia le corresponde funciones de propuesta o informe al Consejo de Administración y su Comisión Delegada sobre aquellas decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo, así como para las inversiones o desinversiones en activos que, por razón de cuantía, corresponda conocer, según el vigente Reglamento, al Consejo de Administración o a su Comisión Ejecutiva. Su informe no será vinculante, pero será preceptivo, así como su constancia en el acta que refleje el acuerdo que se adopte.

De igual modo, corresponderá a esta Comisión el conocimiento de los requerimientos de información o actuaciones de cualquier índole que, en relación con la Sociedad, o las sociedades de su Grupo, se sigan por los órganos reguladores o Tribunales –nacionales, supranacionales o extranjeros– en materia de competencia, extendiéndose su conocimiento al de las respuestas, peticiones o

alegaciones que, en relación con tales organismos y materias, proceda evacuar en nombre de la Sociedad o de las sociedades de su Grupo, atribuyéndose también a esta Comisión la función de informar sobre la observancia de tales principios y preceptos del derecho de la competencia y de velar acerca de su cumplimiento.

A la fecha del presente Folleto, la Comisión de Estrategia, Inversiones, y Competencia está constituida por los siguientes miembros:

Nombre	Cargo
Carlos Losada Marrodán	Presidente
Santiago Cobo Cobo	Vocal
Carlos Kinder Espinosa	Vocal

16.4 Declaración de si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución

Gas Natural cumple con el régimen español de gobierno corporativo vigente. Gas Natural ha incluido en su Informe Anual de Gobierno Corporativo, registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores, con fecha 4 de abril de 2005, una explicación detallada sobre el cumplimiento de las recomendaciones sobre gobierno corporativo contenidas en el Código de Buen Gobierno (“Código Olivencia”) y que han sido objeto de actualización y, en su caso, de modificación, por el Informe Aldama.

Asimismo, y con arreglo al artículo 117 de la Ley de Mercado de Valores, en la redacción dada por la Ley 26/2003 y por la Orden 3722/2003 del Ministerio de Economía y Hacienda, la totalidad de la información referida en dicho artículo es fácilmente accesible en la página web corporativa del Grupo Gas Natural (www.gasnatural.com).

En dicha página se puede consultar, además de otra información:

- (a) Los Estatutos Sociales, cuya última modificación fue aprobada por la Junta General de accionistas celebrada 20 de abril de 2005.
- (b) El Reglamento de Junta General de accionistas, aprobado en la Junta del 14 de abril de 2004 y modificado el 20 de abril de 2005.
- (c) El Reglamento del Consejo de Administración, aprobado con fecha 24 de marzo de 2004.
- (d) El Reglamento Interno de Conducta en los Mercado de Valores aprobado por el Consejo de Administración en su sesión celebrada el día 29 de julio de 2003 y modificado en su sesión del día 23 de junio de 2004.

17. EMPLEADOS

17.1 Número de empleados al final del período o la media para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica hasta la fecha del presente capítulo (y las variaciones de ese número si son importantes) y, si es posible y reviste importancia, un desglose de las personas empleadas por categoría principal de actividad y situación geográfica. Si el emisor emplea un número significativo de empleados eventuales, incluir datos sobre el número de empleados eventuales por términos medio durante el ejercicio más reciente

El número medio de personas empleadas en el curso de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 en cada uno de los países en los que está presente el Grupo, ha sido el siguiente:

31/12/2004	España	Otros	Total
Directivos	247	112	359
Técnicos	2.080	1.583	3.663
Administrativos	740	550	1.290
Operarios	471	701	1.172
Total	3.538	2.946	6.484
31/12/2003	España	Otros	Total
Directivos	233	115	348
Técnicos	1.935	1.508	3.443
Administrativos	733	579	1.312
Operarios	518	510	1.028
Total	3.419	2.712	6.131
31/12/2002	España	Otros	Total
Directivos	250	130	380
Técnicos	1.905	1.432	3.337
Administrativos	748	562	1.310
Operarios	588	466	1.054
Total	3.491	2.590	6.081

En el año 2002 se inició una reestructuración de la plantilla del Grupo Gas Natural consistente en una reducción voluntaria de la misma. No obstante, debido a las operaciones de expansión del Grupo Gas Natural, y al crecimiento de plantilla con personal altamente cualificado, a fecha de 31 de octubre de 2005, el número total de empleados asciende a 6.759.

Durante 2004 se desarrollaron diversos estudios de clima laboral en Argentina, Marruecos, México, Brasil y Colombia, cuyos resultados contribuyeron a la realización de planes de mejora con actuaciones específicas en cada país. Asimismo, se rediseñó el Modelo de Dirección por Objetivos y Evaluación del Desempeño, convirtiéndose en un sistema único para todas las empresas del Grupo. Este nuevo modelo está alineado con los objetivos estratégicos del Grupo, tiene vocación de ser una herramienta útil para la gestión, es revisable anualmente y está sometido a auditorias de funcionamiento.

Durante 2004 continuó aplicándose el Modelo de Gestión por Competencias, orientado a la gestión integrada de los recursos humanos, conectando con las áreas de selección, formación, evaluación, desarrollo, retribución y organización.

El Modelo está basado en las competencias genéricas y competencias técnicas necesarias para el desarrollo del negocio, para el cumplimiento de los objetivos propuestos y para actuar según los valores del Grupo. Además, se mejoraron los sistemas de gestión que soportan el nuevo Modelo de Dirección por Objetivos y Evaluación del Desempeño y el Sistema de Gestión por Competencias, integrándolos en el módulo SAP de Recursos Humanos.

Con relación al desarrollo de los recursos humanos, se gestionaron Programas de Desarrollo Profesional (PDP) dirigidos a los empleados incluidos en convenio. Para otros colectivos, la promoción interna y desarrollo profesional se basó en procesos de selección en los que se definen los requisitos profesionales específicos para cada puesto y se realizan diferentes pruebas, siendo determinantes los resultados obtenidos en los sistemas de evaluación por competencias y en la Evaluación del Desempeño y Dirección por Objetivos.

Respecto a la selección de personal, el Grupo continuó aplicando procesos sistemáticos de selección. Dichos procesos consistieron en pruebas psicométricas y entrevistas a cargo de expertos en selección de personal y de los responsables de las áreas que solicitan las incorporaciones. La aplicación de pruebas psicométricas se realiza habitualmente con la herramienta informática e-Value, que integra diferentes pruebas adaptadas específicamente para medir las competencias corporativas del Grupo Gas Natural. Durante 2004, se comenzó a implantar esta herramienta de evaluación en Colombia y México.

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones. Con respecto a cada persona mencionada en los apartados 14.1.1 y 14.1.2, proporcionar información de su tenencia de participaciones del emisor y de toda opción sobre tales acciones a partir de la fecha practicable más reciente

El total de las acciones de Gas Natural de las que son titulares directa e indirectamente los actuales Consejeros de la Sociedad, a la fecha del presente Folleto, son las que se detallan a continuación:

Nombre Consejero	Nº acciones Directas	Nº Acciones Indirectas	Nº Acciones Total	% Total s/ Capital Social
D. Antonio Bufrau Niubó	25.529	0	25.529	0,0057013
D. Rafael Villaseca Marco	1.000	0	1.000	0,0002233
D. José Arcas Romeu	415	0	415	0,0000926
Caixa d'Estalvis de Catalunya	13.550.000 ¹	0	13.550.000	3,0260664
D. José Luis Jové Vintró	100	0	100	0,0000223
D. Carlos Kinder Espinosa	100	0	100	0,0000223
D. Fernando Ramírez Mazarredo	200	0	200	0,0000446
D. Miguel Valls Maseda	200	0	200	0,0000446
D. Josep Vilarasau i Salat	20	0	20	0,0000044
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	1.278	0	1.278	0,0002854
Total	13.578.842	0	13.578.842	3,0325072

⁽¹⁾ Actúa como representante persona física D. José María Loza Xuriach

Con respecto al resto de los Consejeros de Gas Natural no mencionados en la tabla anterior y que se detallan en el apartado 14.1.1 del presente Capítulo VI, se hace constar que, a la presente fecha, no tienen ninguna participación directa o indirecta en el capital social de Gas Natural.

Por otra parte, los Consejeros Dominicales referidos en el apartado 1.3 del Capítulo I representan las participaciones significativas directas e indirectas de la Caixa, de Repsol YPF y Caixa D'Estalvis de Catalunya, con arreglo al número de acciones que estas poseen en Gas Natural, tal y como se establece en el citado apartado del Capítulo I.

En el apartado 1.3 del Capítulo I del presente Folleto, se explica con mayor detalle la estructura accionarial que tendrá Gas Natural si la Oferta tiene resultado positivo y asumiendo determinados escenarios según cuáles sean los niveles de aceptación de la misma.

De todos los miembros del actual Comité de Dirección, ninguno de ellos tiene, a la fecha del presente Folleto, una participación directa o indirecta en el capital social de Gas Natural, salvo D. Carlos Javier Álvarez Fernández que tiene directamente 1.342 acciones de Gas Natural.

En lo concerniente a planes de opciones, en los meses de diciembre de 2001 y 2002, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones del Consejo de Administración de Gas Natural aprobó sendos programas de incentivos en metálico, a medio plazo, referenciados a la evolución del valor de la acción de Gas Natural, destinados al colectivo de directivos de Gas Natural, sin que se extienda a ninguno de los Consejeros Ejecutivos de Gas Natural. Los beneficiarios de ambos planes de incentivos no recibirán acciones de Gas Natural, sino retribuciones en metálico, cuyos importes están referenciados al valor de la acción de Gas Natural. Los precios de referencia para dichos planes son los siguientes: 15,70 euros y 19,90 euros para los planes 2001 y 2002, respectivamente. Dichos beneficiarios podrán ejercitar sus derechos sobre un número equivalente de acciones que previamente se le hayan asignado, a un determinado precio de referencia, durante determinadas fechas, hasta un tercio cada año y acumulables en los años siguientes por la parte no ejercitada.

Para tales planes de incentivos, se han contratado opciones de compra sobre las acciones de Gas Natural con el Grupo la Caixa.

El detalle de las opciones inicialmente contratadas a 31 de diciembre de 2004 es el siguiente:

Plan	Operación	Núm. de opciones	Fechas de vencimiento	Prima (miles de Euros)
Incentivo 2001	De compra	266.735	Durante 5 días laborables siguientes al 1 de marzo 2003, 2004 y 2005	2.015
Incentivo 2002	De compra	279.464	Durante 5 días laborables siguientes al 1 de marzo 2004, 2005 y 2006	1.914

Las opciones de los planes de incentivos 2001 y 2002, finalmente asignadas a directivos, ascendieron a 255.202 y 279.411 opciones, respectivamente, no coincidiendo con las inicialmente contratadas al no haberse materializado íntegramente las proyecciones sobre las que Gas Natural elaboró y planificó dichos planes, básicamente en lo que concierne al número o determinación de los beneficiarios de dichos planes.

A la fecha del presente Folleto, quedan solamente pendientes de ejercitar los derechos sobre 137.781 opciones del programa 2002 – 2006. Esta cifra se refiere a todos los directivos de Gas Natural, correspondiendo a los miembros que integran el Comité de Dirección, 26.856 opciones de la cifra indicada.

En el ejercicio 2000, Gas Natural contrató un programa de 266.735 opciones de compra sobre las acciones de Gas Natural con el Grupo la Caixa para llevar a cabo el plan de incentivos 2000-2004, un plan de idénticas condiciones que los planes posteriores, si bien teniendo como precio de referencia 20,30 euros. Se asignaron finalmente 256.187 opciones a los directivos de Gas Natural. Todas las opciones contratadas en dicho plan se ejercitaron en el ejercicio 2004, por lo que a 31 de diciembre de 2004 no quedaron opciones por ejercitar.

El coste de estas opciones se ha registrado en el epígrafe gastos de personal de la cuenta de pérdidas y ganancias de cada ejercicio.

17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor.

No existe ningún tipo de acuerdo de participación de los empleados en el capital de Gas Natural.

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

18.1 En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, el nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable, según el derecho nacional del emisor, en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de estas personas o, en caso de no haber tales personas, la correspondiente declaración negativa

En el apartado 1.3 del Capítulo I del presente Folleto se describe la actual estructura accionarial de Gas Natural, así como el accionariado que tendrá después de la Oferta en el caso de tener esta un resultado positivo y asumiendo determinados escenarios según cuáles sean los niveles de aceptación de la misma.

18.2 Si los accionistas principales de la Sociedad tienen distintos derechos de voto, o la correspondiente declaración negativa

Todas las acciones representativas del capital de Gas Natural son de la misma clase y gozan de los mismos derechos políticos y económicos. Cada acción da derecho a un voto, no existiendo acciones privilegiadas.

18.3 En la medida en que tenga conocimiento de ello el 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

Gas Natural es la sociedad matriz de un grupo de sociedades a los efectos de lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores y del artículo 42.1 del Código de Comercio y, asimismo, no pertenece a grupo alguno en el sentido de los citados artículos, sin que ninguna persona, física o jurídica, aislada o conjuntamente, ejerza o pueda ejercer el control de Gas Natural de acuerdo con los referidos artículos.

La estructura accionarial de Gas Natural, así como el acuerdo de accionistas suscrito por Repsol YPF y la Caixa, principales accionistas de Gas Natural, se describen con detalle en el apartado 1.3 del Capítulo I del presente Folleto

18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido de la Sociedad, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control de la Sociedad

Gas Natural no tiene constancia de la existencia de ningún tipo de acuerdo que pudiera dar lugar a un cambio de control de Gas Natural.

19. OPERACIONES VINCULADAS

Los datos de operaciones con partes vinculadas (que para estos fines se definen según las normas adoptadas en virtud del Reglamento (CE) n° 1606/2002), que el emisor haya realizado durante el período cubierto por la información financiera histórica y hasta la fecha del presente Folleto, deben declararse de conformidad con las correspondientes normas del Reglamento (CE) n° 1606/2002, en su caso.

Si tales normas no son aplicables al emisor, debería revelarse la siguiente información:

- a) **Naturaleza y alcance de toda operación que sea -como operación simple o en todos sus elementos- importante para el emisor. En los casos en que esas operaciones con partes vinculadas no se hayan realizado a precio de mercado, dar una explicación de los motivos. En el caso de préstamos pendientes, incluidas las garantías de cualquier clase, indicar el saldo pendiente.**
- b) **Importe o porcentaje de las operaciones con partes vinculadas en el volumen de negocios del emisor.**

Se detallan a continuación las operaciones con partes vinculadas (según se definen las mismas en la Orden del Ministerio de Economía y Hacienda 3050/2004, de 15 de septiembre de 2004, relativa a la información de operaciones vinculadas) que Gas Natural, como sociedad emisora de valores admitidos a negociación, debe informar según la citada Orden. Todas las operaciones vinculadas llevadas a cabo por la Sociedad durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004, así como durante el período comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005, han sido cerradas en condiciones normales de mercado.

En el presente apartado se describen las operaciones más relevantes realizadas durante los ejercicios 2004 y 2003 y durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005. Debido a la inexistencia de una obligación legal que exigiese formalmente a las sociedades emisoras de valores admitidos a cotización en mercados secundarios a informar de las operaciones vinculadas llevadas a cabo en años anteriores al 2003, Gas Natural no dispone, en comparación con los ejercicios 2003 y posteriores, del mismo grado de accesibilidad y conocimiento de los datos referidos a operaciones vinculadas llevadas a cabo en el año 2002. En consideración de lo anterior, el presente apartado no incluye un detalle de las operaciones vinculadas llevadas a cabo durante el año 2002.

No existen operaciones vinculadas significativas que no estén detalladas en el presente apartado o en la memoria de los estados financieros cerrados y aprobados correspondientes a los ejercicios 2003 y 2004 o en la memoria de los estados financieros intermedios a fecha 31 de octubre de 2005 y que no formen parte del tráfico habitual de Gas Natural en cuanto a su objeto y condiciones.

Operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones de la Sociedad o las entidades de su grupo y los accionistas significativos de la Sociedad

(i) Operaciones vinculadas realizadas en los primeros diez meses del ejercicio social 2005

Operaciones con Grupo la Caixa

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo con la Caixa durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005:

- *Financiación de la Oferta.* la Caixa es una de las entidades financieras que participan en el crédito de hasta 7.806 millones de euros que serán utilizados exclusivamente para financiar el pago en efectivo que recibirán los accionistas de Endesa que acepten la Oferta, tal y como se describe con mayor detalle en los Capítulos I, II, III y IV del presente Folleto. El contrato de crédito fue suscrito el 5 de septiembre de 2005, al que se sindicaron otras veintidós instituciones financieras. Dicha sindicación tuvo lugar con fecha 21 de octubre de 2005. Además, la Caixa es el agente de pago que intervendrá en el canje de las fracciones o picos de acciones de Endesa, tal y como se describe con un mayor detalle en el apartado 3.2.3 del Capítulo III del presente Folleto.
- *Préstamos sindicados con la Caixa.* la Caixa participa en distintos préstamos sindicados otorgados a Gas Natural por 52,3 millones de euros y 54 millones de dólares (44,9 millones de euros). Asimismo participa en el crédito “club deal” por importe de 10 millones de euros. La fecha de vencimiento de tales préstamos oscila entre 2007 y 2011. Los intereses devengados ascienden a 3,7 millones de euros y 3,2 millones de euros a 31 de octubre de 2005 y 2004, respectivamente.
- *Líneas de crédito.* Existen pólizas de crédito otorgadas por la Caixa por importe de 20 millones de euros. Con fecha 31 de octubre de 2005, no se ha dispuesto de ningún importe. Los intereses devengados ascienden a 0,1 millones de euros.
- *Garantías.* Con fecha 31 de octubre de 2005, los avales otorgados por la Caixa a favor de Gas Natural ascendían a 108,3 millones de euros con un límite de 115,3 millones de euros. Los intereses y comisiones por avales y garantías prestadas por las empresas del Grupo la Caixa ascendían a 4,3 millones de euros. Estas líneas de avales son utilizadas normalmente como garantías o fianzas en el desarrollo ordinario de las actividades de distribución.

Además de las garantías antes mencionadas, tal y como se explica con mayor detalle en el apartado 2.5 del Capítulo II del presente Folleto, la Caixa ha otorgado a favor de Gas Natural un aval bancario irrevocable con motivo de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa.

- *Cuentas bancarias en la Caixa.* Las cuentas bancarias de Gas Natural con la Caixa, junto con las inversiones financieras temporales, a fecha 31 de octubre de 2005, ascendían a 121,5 millones de euros. Los intereses devengados por este concepto, con fecha 31 de octubre de 2005, alcanzaban 2 millones de euros.
- *Coberturas con relación a tipos de cambio por pagos futuros en divisas y pagos de intereses.* Las coberturas existentes con la Caixa en relación con tipos de cambio por pagos futuros en divisas, con fecha 31 de octubre de 2005, ascendían a 821,3 millones de euros. Asimismo Gas Natural firmó un

acuerdo para la cobertura de tipos de interés que ascendía a 300 millones de euros.

- *Participación de Invercaixa en los Programas EMTN y ECP.* Hasta diciembre de 2005, Invercaixa Valores era uno de los ocho “dealer” del programa de Gas Natural de EMTN (Euro Medium Term Note), así como uno de los cinco “dealer” en el programa ECP (Euro Comercial Paper). En el mes de diciembre de 2005, las actividades de Invercaixa Valores fueron integradas en la Caixa; por ello, a partir de esta fecha, la renovación de los citados programas se efectuará directamente por la Caixa en calidad de “dealer” de los programas.
- *Participación de Invercaixa como agente.* la Caixa, tras la integración efectiva de Invercaixa Valores en la Caixa que ha tenido lugar en el mes de diciembre de 2005, está actuando como agente en la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa.
- *Adquisición de Portal Gas Natural, S.A.* Con fecha 29 de junio de 2005, se ha adquirido a “e-La Caixa” el 36,84% del capital de la sociedad Portal Gas Natural, S.A. por importe de 4,2 millones de euros. Con fecha de 31 de octubre de 2005, Gas Natural posee el 100% del capital de Portal Gas Natural, S.A. Con relación a dicha adquisición, Gas Natural no solicitó ningún informe de experto independiente.
- *Plan de Incentivos.* Para los planes de incentivos 2001 y 2002, Gas Natural contrató opciones de compra sobre las acciones de Gas Natural con el Grupo la Caixa. la Caixa actúa como entidad liquidadora dado que sendos planes son programas de incentivos en metálico referenciados al valor nominal de las acciones de Gas Natural. Con respecto al plan de incentivos 2001, se ejercitaron 109.781 opciones en el mes de marzo de 2005, no quedando opciones por ejercitar con posterioridad a dicha fecha. Y por lo que concierne al plan de incentivos 2002, de las 279.464 opciones inicialmente contratadas, se ejercitaron 136.265 opciones en el ejercicio 2005.
- *Otros.* Con relación al contrato marco de gestión de cobro de recibos para las operaciones de financiación de instalación de gas suscrito el día 4 de abril de 2003 entre la Caixa y Gas Natural, tal y como se describe más adelante en las operaciones vinculadas correspondientes al ejercicio 2003, la remuneración, a 31 de octubre de 2005, por tales servicios ascendió a 1,6 millones de euros.

A 31 de octubre de 2005, los servicios proporcionados por Gas Natural al Grupo la Caixa ascendieron a 2,3 millones de euros.

Operaciones con Grupo Repsol YPF

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo con el Grupo Repsol durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005:

- *Upstream y midstream.* En las áreas de *upstream* y *midstream*, Gas Natural y Repsol YPF se han comprometido en la ejecución de proyectos integrales de GNL, mediante la constitución de sociedades “*joint venture*” o mediante la firma de acuerdos de colaboración. Durante los diez primeros meses del año 2005, Gas Natural y Repsol YPF han alcanzado un acuerdo con el objeto de intensificar la colaboración en ambas áreas:

- (i) con respecto al área de exploración, producción y licuefacción (*upstream*), se establece que, una vez identificada una oportunidad, se creará una sociedad “*joint venture*” participada por Gas Natural y Repsol YPF para gestionar el proyecto en cuestión, correspondiendo el 60% a Repsol YPF y el 40% restante a Gas Natural;
 - (ii) con respecto al área de transporte, gestión y negociación de los acuerdos de compraventa, trading y suministro de gas natural en el mercado mayorista (*midstream*), Gas Natural y Repsol YPF constituyeron, con fecha de agosto de 2005, una sociedad “*joint venture*” denominada Repsol-Gas Natural LNG, S.L., en la que ambos socios participan en un 50%; y
 - (iii) con arreglo al mismo acuerdo, se establece que Gas Natural y Repsol YPF coordinarán el desarrollo de diversos proyectos de plantas de regasificación en las que Gas Natural será el operador y los derechos de regasificación corresponderán a la nueva sociedad “*joint venture*”.
- *Compras y ventas.* Gas Natural ha comprado gas natural, GNL, materiales y servicios diversos al Grupo Repsol por importe de 407,3 millones de euros, durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005. Por otra parte, Gas Natural ha vendido al Grupo Repsol gas natural, GNL, electricidad y diversos servicios por importe de 354,8 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005.
 - *Puerto Rico.* Acuerdo para suministra GNL a Puerto Rico en relación con el “*tolling agreement*” (contrato a largo plazo) formalizado por Gas Natural, tal y como se describe en el apartado 6.1.1 del presente Capítulo VI.
 - *Brasil.* Tal y como se explica más adelante en las operaciones vinculadas correspondientes al año 2004, en dicho año, Gas Natural otorgó a Repsol YPF un derecho de preferencia de suministro de gas natural en Brasil durante tres años, con un compromiso de pago total de 30 millones de dólares, mediante pagos anuales de 10 millones de dólares, habiéndose devengado el primer pago en diciembre de 2004.
 - *Argentina.* Repsol YPF ha suscrito un contrato de suministro a Gas Natural que cubre el suministro de gas natural para las actividades de distribución del Grupo en Argentina hasta diciembre de 2006 por un volumen anual de 2,1 bcm de gas natural.
 - *Otros.* Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de octubre de 2005, existe un contrato de servicios entre Gaviota Re, compañía cautiva de reaseguro, filial participada al 100% por el Grupo Repsol, y Gas Natural, por el cual Gaviota Re presta un servicio de “*fronting*” y de elaboración y archivo de la documentación necesaria a disposición de Gas Natural. El coste por este servicio, a 31 de octubre de 2005, asciende a 0,1 millones de euros. Asimismo, Gaviota RE ha participado como reasegurador del Programa de Seguros de Gas Natural desde el 1 de julio de 2005 por un porcentaje del 30% ascendiendo a un importe de 0,3 millones de euros, existiendo, a 31 de octubre de 2005, un contrato de préstamo con esta sociedad por un importe de 1,7 millones de euros en condiciones de mercado.

Operaciones con Caixa Catalunya

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo con Caixa Catalunya durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005:

- *Líneas de crédito.* Existen pólizas de créditos a favor de Gas Natural por importe de 30 millones de euros de los que Gas Natural ha dispuesto, a 31 de octubre de 2005, de 18,8 millones de euros.
- *Garantías.* Caixa Catalunya tiene otorgados avales a favor de Gas Natural por importe de 28,3 millones de euros, sobre un límite de 31,3 millones de euros.
- *Otros.* Las comisiones e intereses devengados a favor de Caixa Catalunya en 2005 son 0,1 millón de euros. Además, Caixa Catalunya participa en un leasing por 1,5 millones de euros con vencimiento en 2008.

Operaciones con Enagas

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo con Enagas durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 30 de septiembre de 2005. Esta información está solamente referenciada hasta el día 30 de septiembre de 2005 puesto que, a partir de dicha fecha, Enagas deja de formar parte del perímetro de consolidación del Grupo Gas Natural.

- *Compras y ventas de gas.* Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 30 de septiembre de 2005, Gas Natural vendió a Enagas gas natural y GNL para el abastecimiento de consumidores a tarifa por importe de 580,5 millones de euros. Además, durante dicho periodo, compró a Enagas gas natural y GNL para el suministro a tarifa por importe de 514,6 millones de euros.
- *Fibra óptica.* Gas Natural firmó con Enagas un acuerdo de compra de red de fibra óptica por importe de 4,9 millones de euros y de venta de red de fibra óptica por importe de 2,5 millones de euros.
- *Otros servicios.* Enagas prestó a Gas Natural servicios de regasificación, transporte y almacenamiento de gas por importe de 71,6 millones de euros. Adicionalmente, Gas Natural prestó servicios por 19,6 millones de euros.

(ii) Operaciones vinculadas realizadas en el ejercicio social 2004

Operaciones con el Grupo la Caixa

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo con la Caixa durante el ejercicio 2004:

- *Contrato de Crédito Club Deal.* la Caixa participa, junto con otras doce entidades financieras, en el contrato de crédito “club deal” suscrito el 20 de diciembre de 2004, con una cantidad de 10 millones de euros. En virtud de dicho contrato de crédito, Gas Natural dispone de hasta 600 millones de euros hasta el 1 de julio de 2005 con un tipo de interés variable a siete años amortizable en un solo pago. La fecha de vencimiento del citado contrato será el 20 de diciembre de 2011.
- *Préstamos sindicados.* la Caixa participaba en el año 2004 en distintos préstamos sindicados a favor de Gas Natural por importe de 88,1 millones de

euros y 55,9 millones de dólares estadounidenses, con vencimientos entre 2005 y 2009 y con un devengo de intereses por importe de 5,8 millones de euros.

- *Líneas de crédito.* la Caixa ha otorgado pólizas de crédito a favor de Gas Natural por importe de 200 millones de euros, habiendo dispuesto de 5,4 millones de euros. Los intereses devengados ascendieron a 0,1 millones de euros.
- *Garantías.* Al cierre del ejercicio 2004, los avales otorgados por la Caixa a favor de Gas Natural ascienden a 100,8 millones de euros sobre un límite de 117,3 millones de euros. Los intereses y comisiones por avales y garantías prestadas por las empresas del Grupo la Caixa ascendían a 1,8 millones de euros.
- *Cuentas bancarias en la Caixa.* Las cuentas bancarias e inversiones financieras temporales de Gas Natural con la Caixa, al final del ejercicio 2004, ascendieron a 62,4 millones de euros. Los intereses devengados por este concepto en 2004 son 0,8 millones de euros.
- *Coberturas con relación a tipos de cambio por pagos futuros en divisas y pagos de intereses.* Las coberturas existentes de tipo de cambio por pagos futuros en divisas y por pagos de intereses, con fecha 31 de diciembre de 2004, ascendieron a 243,8 millones de euros y 150,0 millones de euros respectivamente.
- *Participación de Invercaixa en los Programas EMTN y ECP.* Invercaixa Valores es uno de los ocho “dealer” del programa de Gas Natural de EMTN (Euro Medium Term Note), así como uno de los cinco “dealer” en el Programa ECP (Euro Commercial Paper).
- *Plan de Incentivos.* Para los planes de incentivos 2000, 2001 y 2002, Gas Natural contrató opciones de compra sobre las acciones de Gas Natural con el Grupo la Caixa. la Caixa actúa como entidad liquidadora dado que tales planes son programas de incentivos en metálico referenciados al valor nominal de las acciones de Gas Natural. Con respecto al plan de incentivos 2000, se ejercitaron en el ejercicio 2004 todas las opciones contratadas para dicho plan, esto es, 266.735 opciones, no quedando opciones por ejercitar con posterioridad a 31 de diciembre de 2004. Con respecto al plan de incentivos 2001 se ejercitaron 112.774 opciones durante el ejercicio 2004. Por último, en lo que concierne al plan de incentivos 2002, se ejercitaron 5.418 opciones durante el mismo período de referencia.
- *Otros.* Con relación al contrato marco de gestión de cobro de recibos para las operaciones de financiación de instalación de gas suscrito el día 4 de abril de 2003 entre la Caixa y Gas Natural, tal y como se describe más adelante en operaciones vinculadas correspondientes al ejercicio 2003, la remuneración, a 31 de diciembre de 2004, por tales servicios ascendió a 2,1 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2004, el importe de otros servicios prestados por empresas del Grupo la Caixa a Gas Natural asciende a 2,1 millones de euros. Además, otros servicios prestados por Gas Natural a empresas del Grupo La Caixa ascienden a 2,4 millones de euros.

Operaciones con el Grupo Repsol YPF

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo por el Grupo Repsol durante el ejercicio 2004:

- *Compras y ventas de gas.* Gas Natural ha comprado gas natural, GNL, materiales y servicios diversos por importe de 345,8 millones de euros. Además, ha vendido a Repsol YPF gas natural, GNL, electricidad y servicios diversos por importe de 366,2 millones de euros.
- *Suministro de gas.* Acuerdo de Gas Natural BAN con Repsol YPF para el suministro de gas natural en Argentina hasta el mes de diciembre de 2006, por un volumen anual de 2,1 Bcm de gas natural. Además, Gas Natural otorgó a Repsol YPF un derecho de preferencia de suministro de gas natural en Brasil durante tres años, con un compromiso de pago total de 30 millones de dólares, mediante pagos anuales de 10 millones de dólares, habiéndose devengado el primer pago en diciembre de 2004.

Operaciones con Caixa Catalunya

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo por Caixa Catalunya durante el ejercicio 2004:

- *Préstamos.* Caixa Catalunya participa con 0,3 millones de euros en préstamos sindicados a favor de Gas Natural y con un devengo de intereses por importe de 0,01 millones de euros.
- *Líneas de crédito.* Existen pólizas de crédito por importe de 30 millones de euros de las cuales se había dispuesto de 2,5 millones de euros.
- *Garantías.* Caixa Catalunya ha otorgado avales a favor de Gas Natural por importe de 28,3 millones de euros, sobre un límite de 31,3 millones de euros.
- *Otros.* Las comisiones e intereses devengados en 2004 asciende a 0,2 millones de euros.

Operaciones con Enagas

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo con Enagas durante el ejercicio 2004:

- *Compras y ventas de gas.* Durante el ejercicio 2004, Gas Natural vendió a Enagas gas natural y GNL para el abastecimiento de consumidores a tarifa por importe de 722,6 millones de euros. Además, durante dicho periodo, compró a Enagas gas natural y GNL para el suministro a tarifa por importe de 676,4 millones de euros.
- *Otros servicios.* Enagas prestó a Gas Natural servicios de regasificación, transporte y almacenamiento de gas por importe de 80,2 millones de euros. Adicionalmente, Gas Natural prestó servicios por 17,9 millones de euros.

(iii) Operaciones vinculadas realizadas en el ejercicio social 2003

Operaciones con el Grupo la Caixa

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo por la Caixa durante el ejercicio 2003:

- *Préstamos sindicados.* la Caixa participa en distintos préstamos sindicados por importe de 148,6 millones de euros y 61,0 millones de dólares americanos, con vencimiento entre 2004 y 2009 y con un devengo de intereses por importe de 8,9 millones de euros. En el mes de noviembre de 2003 se canceló un préstamo por 18,7 millones de dólares americanos con un devengo de intereses de 0,2 millones de euros.
- *Líneas de crédito.* Existen pólizas de crédito no dispuestas por importe de 90,2 millones de euros.
- *Garantías.* Al cierre del ejercicio 2003, los avales otorgados por la Caixa a favor de Gas Natural ascendían a 104,4 millones de euros sobre un límite de 123,8 millones de euros. Los intereses y comisiones por avales y garantías prestadas por las empresas del Grupo la Caixa alcanzaban a 40,4 millones de euros.
- *Cuentas corrientes con la Caixa.* Las cuentas bancarias e inversiones financieras temporales al final del periodo alcanzaban 135,7 millones de euros. Los intereses devengados por este concepto en 2003 son de 3 millones de euros.
- *Coberturas con relación a tipos de cambio por pagos futuros en divisas y pagos de intereses.* Las coberturas existentes de tipo de cambio por pagos futuros en divisas a 31 de diciembre de 2003 alcanzaban a 210,5 millones de euros.
- *Participación de Invercaixa en el Programa EMTN.* Invercaixa Valores es “dealer” del programa de Gas Natural de EMTN (*Euro Medium Term Note*).
- *Plan de Incentivos.* En el ejercicio 2003, existían dos planes de incentivos en curso con derecho a ejercicio: por una parte, el plan de incentivos 2000-2004, y por otra parte, el plan de incentivos 2001-2004. Con relación a dichos planes, Gas Natural contrató opciones de compra sobre las acciones de Gas Natural con el Grupo la Caixa. la Caixa actúa como entidad liquidadora dado que tales planes son programas de incentivos en metálico referenciados al valor nominal de las acciones de Gas Natural. Con respecto al plan de incentivos 2000, durante el ejercicio 2003, no se ejercitó ninguna de las opciones inicialmente contratadas, esto es, 266.735 opciones. En lo que concierne al plan de incentivos 2001, se ejercitaron 44.180 opciones en el ejercicio 2003.
- *Otros.* Con fecha 4 de abril de 2003, la Caixa y Gas Natural SDG, S.A. firmaron un contrato marco en virtud del cual Gas Natural se compromete a realizar los servicios de gestión de cobro de recibos para las operaciones de financiación de instalaciones de gas. Estas operaciones de financiación a los clientes domésticos son cedidas por los instaladores a la Caixa quien, a su vez, delega la gestión del cobro de las mismas a Gas Natural mediante el recibo del gas. La remuneración, a 31 de diciembre de 2003, por tales servicios ascendió a 2,5 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2003, el importe de otros servicios prestados por empresas del Grupo la Caixa a Gas Natural asciende a 2,3 millones de euros.

Además, otros servicios prestados por Gas Natural a empresas del Grupo La Caixa ascienden a 2,4 millones de euros.

Operaciones con el Grupo Repsol YPF

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo por el Grupo Repsol YPF durante el ejercicio 2003:

- *Compras y ventas de gas.* Gas Natural compró a Repsol YPF gas natural, GNL, materiales y diversos servicios por importe de 83,6 millones de euros. Por otra parte, vendió a Repsol YPF gas natural y GNL por importe de 218,4 millones de euros.
- *Electricidad.* Gas Natural compró los derechos y obligaciones en el proyecto de desarrollo de una central de ciclo combinado en Cartagena (Murcia) por un valor de 10,2 millones de euros que incluye un terreno de 125.026 metros cuadrados. Con relación a dicha adquisición, Gas Natural no solicitó ningún informe de experto independiente. Igualmente Gas Natural vendió a Repsol YPF electricidad por importe de 8 millones de euros.
- *Suministro.* Acuerdo de suministro de gas natural en Argentina en virtud del cual Repsol YPF se compromete a suministrar a Gas Natural BAN un volumen de 2,1 Bcm anuales hasta el año 2006. Además, Gas Natural otorgó a Repsol YPF un derecho de preferencia de suministro de gas natural en Brasil durante tres años con un compromiso de pago total de 30 millones de dólares, mediante pagos anuales de 10 millones de dólares.
- *Préstamos.* Con fecha de noviembre 2003, se han cancelado préstamos de Repsol YPF por 18,7 millones de dólares americanos con un devengo de intereses de 0,2 millones de euros.

Operaciones con Caixa Catalunya

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo por Caixa Catalunya durante el ejercicio 2003:

- *Préstamos sindicados.* Caixa Catalunya participa con 0,9 millones de euros en préstamos sindicados.
- *Cuentas corrientes en Caixa Catalunya.* Los importes en cuentas bancarias de esta entidad al cierre del ejercicio ascienden a 1,5 millones de euros.
- *Garantías.* Caixa Catalunya tiene otorgados avales a favor de Gas Natural por importe de 1,3 millones de euros, total del límite concedido.
- *Otros.* Las comisiones e intereses devengados en 2003 ascienden a 0,3 millones de euros.

Operaciones con Enagas

A continuación se detallan las operaciones más significativas llevadas a cabo con Enagas durante el ejercicio 2003:

- *Compras y ventas de gas.* Durante el ejercicio 2003, Gas Natural vendió a Enagas gas natural y GNL para el abastecimiento de consumidores a tarifa por importe de 982,6 millones de euros. Además, durante dicho periodo,

compró a Enagas gas natural y GNL para el suministro a tarifa por importe de 822,8 millones de euros.

- *Otros servicios.* Enagas prestó a Gas Natural servicios de regasificación, transporte y almacenamiento de gas por importe de 65,7 millones de euros. Adicionalmente, Gas Natural prestó servicios por 18,7 millones de euros.

Operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones de la sociedad o las entidades de su grupo y los administradores y directivos de la sociedad

Los miembros del Consejo de Administración y demás personas que asumen la gestión de Gas Natural al nivel más elevado, así como los accionistas representados en el Consejo de Administración o las personas físicas o jurídicas a las que representan, no han participado durante los ejercicios 2004, 2003 y 2002, así como en el período comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005, en transacciones inhabituales y/o relevantes de Gas Natural, excepto aquellas que han sido objeto análisis en este apartado 19 del Capítulo VI.

20. INFORMACIÓN FINANCIERA

20.1 Información financiera histórica

Información financiera histórica auditada que abarque los 3 últimos ejercicios (o el período más corto en que el emisor haya tenido actividad), y el informe de auditoría correspondiente a cada año. Esta información financiera se preparará de conformidad con el Reglamento (CE) n° 1606/2002 o, si no es aplicable, con las normas nacionales de contabilidad de un Estado miembro para emisores de la Comunidad. Para emisores de terceros países, la información financiera se preparará de conformidad con las normas internacionales de contabilidad adoptadas según el procedimiento del artículo 3 del Reglamento (CE) n° 1606/2002 o con normas nacionales de contabilidad de un tercer país equivalentes a esas. Si la información financiera no es equivalente las normas mencionadas, se presentará bajo la forma de estados financieros reevaluados.

La información financiera histórica auditada de los últimos dos años debe presentarse y prepararse de forma coherente con la que se adoptará en los próximos estados financieros anuales publicados del emisor, teniendo en cuenta las normas y políticas contables, y la legislación aplicable a esos estados financieros anuales.

Si el emisor ha operado en su esfera actual de actividad económica durante menos de un año, la información financiera histórica auditada que cubra ese período debe prepararse de conformidad con las normas aplicables a los estados financieros anuales con arreglo al Reglamento (CE) n° 1606/2002, o, si es no aplicable, con las normas nacionales de contabilidad de un Estado miembro si el emisor es de la Comunidad. Para emisores de terceros países, la información financiera histórica se preparará de conformidad con las normas internacionales de contabilidad adoptadas según el procedimiento del artículo 3 del Reglamento (CE) n° 1606/2002 o con normas nacionales de contabilidad de un tercer país equivalentes a esas. Esta información financiera histórica debe auditarse.

Si la información financiera auditada se prepara con arreglo a normas nacionales de contabilidad, la información financiera requerida bajo este epígrafe debe incluir por lo menos:

- a) balance;**
- b) cuenta de resultados;**
- c) declaración que muestre todos los cambios en el neto patrimonial o los cambios en el neto patrimonial que no procedan de operaciones de capital con propietarios y distribuciones a propietarios;**
- d) estado de flujos de efectivo;**
- e) políticas contables utilizadas y notas explicativas.**

La información financiera histórica anual deberá auditarse de manera independiente o informarse sobre si, a efectos del presente Folleto, da una opinión verdadera y justa, de conformidad con las normas de auditoría aplicables en un Estado miembro o una norma equivalente.

Las cuentas anuales y los informes de gestión de Gas Natural y su Grupo correspondientes al ejercicio 2004 han sido aprobados en la Junta General Ordinaria de accionistas celebrada el 20 de abril de 2005, habiendo sido auditados por PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.

Toda la información contenida en este Folleto se expresa en euros salvo que se indique lo contrario. La información financiera incluida en este Capítulo hace referencia a la relativa a las cuentas anuales consolidadas de Grupo Gas Natural de los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, auditadas por PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.

Para la revisión de los principales principios y normas contables aplicados en la elaboración de la memoria y de las cuentas anuales consolidadas y auditadas, necesarios para su correcta interpretación, así como para revisión de los informes de auditoría de los tres últimos ejercicios cerrados, véanse estados financieros e informes de auditoría depositados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores y en el domicilio y en la página web de Gas Natural.

20.1.1 Cuentas Anuales

A continuación se presentan los Balances de Situación a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, preparados conforme a los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España ("PCGA").

<i>Cifras en millones de euros</i>	2004	2003	2002	Var. 2004-2003	Var. 2003-2002
Inmovilizado	7.977,7	7.021,0	6.107,3	13,6	15,0
Gastos de establecimiento	7,2	5,8	7,6	25,3	(23,8)
Inmovilizaciones inmateriales	1.116,6	1.154,0	836,2	(3,3)	38,0
Bienes y derechos inmateriales	1.531,9	1.491,4	1.137,1	2,7	31,2
Amortizaciones	(415,3)	(337,4)	(300,9)	23,1	12,1
Inmovilizaciones materiales	6.221,7	5.152,2	4.560,8	20,8	13,0
Terrenos y construcciones	197,3	157,3	212,7	25,4	(26,0)
Instalaciones técnicas y maquinaria	7.778,3	6.677,5	6.002,2	16,5	11,3
Otro inmovilizado	161,5	119,4	110,5	35,2	8,0
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	850,7	408,8	159,6	108,1	156,2
Provisiones y amortizaciones	(2.766,1)	(2.210,8)	(1.924,2)	25,1	14,9
Inmovilizaciones financieras	632,2	709,0	702,7	(10,8)	0,9
Participaciones puestas en equivalencia	302,4	435,2	414,4	(30,5)	5,0
Cartera de valores a largo plazo	101,2	41,3	52,5	145,0	(21,3)
Créditos comerciales	111,5	113,6	117,6	(1,9)	(3,4)
Otros créditos	123,6	124,7	123,8	(0,9)	0,8
Provisiones	(6,5)	(5,8)	(5,6)	12,4	3,9
Fondo de comercio y consolidación	469,4	208,3	71,9	125,4	189,5
Gastos a distribuir en varios ejercicios	423,7	410,3	15,1	3,3	2.625,8
Activo circulante	2.466,0	2.369,0	2.615,2	4,1	(9,4)
Existencias	263,7	317,9	299,8	(17,0)	6,1
Deudores	1.895,5	1.432,7	1.343,7	32,3	6,6
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	1.593,8	1.236,9	1.066,5	28,9	16,0
Empresas puestas en equivalencia	224,3	122,0	193,5	83,9	(37,0)
Otros deudores	183,8	165,0	156,5	11,4	5,4
Provisiones	(106,4)	(91,2)	(72,8)	16,6	25,2
Inversiones financieras temporales	184,2	496,7	917,2	(62,9)	(45,9)
Tesorería	90,2	105,7	44,7	(14,7)	136,3
Ajustes por periodificación	32,4	16,0	9,8	102,5	63,2
Total general	11.336,8	10.008,6	8.809,5	13,3	13,6
PASIVO (miles de euros)					
Fondos propios	4.643,2	4.307,6	3.992,7	7,8	7,9
Capital suscrito	447,8	447,8	447,8	-	-
Reservas de la sociedad dominante	3.109,4	2.992,0	2.281,9	3,9	31,1
Reservas en sociedades consolidadas	1.072,6	876,3	941,4	22,4	(6,9)
Diferencias de conversión	(499,6)	(481,8)	(408,1)	3,7	18,0
Pérdidas y ganancias atribuibles a la sociedad dominante	633,9	568,5	805,8	11,5	(29,5)
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(120,9)	(95,2)	(76,1)	27,1	25,0
Socios externos	256,5	211,8	201,0	21,1	5,4
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	415,0	297,5	270,8	39,5	9,9
Subvenciones de capital	158,3	53,9	51,7	193,8	4,2
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	256,7	243,6	219,1	5,4	11,2
Provisiones para riesgos y gastos	265,1	231,0	276,4	14,8	(16,4)
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	17,0	-	7,6	-	(100,0)
Otras provisiones	248,1	231,0	268,8	7,4	(14,1)
Acreedores a largo plazo	3.087,4	2.848,7	2.142,0	8,4	33,0
Préstamos y deudas financieras	2.124,6	1.936,1	2.027,2	9,7	(4,5)
Otros acreedores	962,8	912,6	114,8	5,5	695,1
Acreedores a corto plazo	2.669,6	2.112,0	1.926,6	26,4	9,6
Préstamos y deudas financieras	723,3	535,5	561,7	35,1	(4,7)
Acreedores comerciales	1.382,9	1.116,6	1.041,5	23,9	7,2
Otras deudas no comerciales	508,5	424,4	297,4	19,8	42,7
Ajustes por periodificación	54,9	35,5	26,0	54,4	36,7
Total general	11.336,8	10.008,6	8.809,5	13,3	13,6

A continuación se incluye la Cuenta de Resultados de los tres ejercicios finalizados a 31 de diciembre de 2002, 2003, y 2004.

<i>Cifras en millones de euros</i>	2004	2003	2002	Var. 2004-2003	Var. 2003-2002
Ingresos de Explotación:					
Importe neto de la cifra de negocios	6.265,8	5.628,0	5.267,9	11,3	6,8
Otros ingresos de explotación	84,0	56,6	66,6	48,6	(15,1)
Trabajos efectuados por el Grupo para inmovilizado	41,2	28,2	21,3	46,0	32,3
Total ingresos de explotación	6.391,0	5.712,8	5.355,8	11,9	6,7
Gastos de Explotación:					
Consumos y otros gastos externos	4.227,7	3.771,1	3.239,3	12,1	16,4
Gastos de personal	246,0	227,7	245,8	8,0	(7,4)
Dotación para amortización del inmovilizado	442,7	380,2	424,7	16,4	(10,5)
Variación de las provisiones de tráfico	21,1	22,4	34,6	(5,6)	(35,3)
Otros gastos de explotación:	554,8	512,4	504,7	8,3	1,5
Total gastos de explotación	5.492,3	4.913,8	4.449,1	11,8	10,4
Beneficio de Explotación	898,7	799,0	906,7	12,5	(11,9)
Resultado financiero	(140,6)	(57,6)	(207,8)	(143,4)	72,2
Rtdos sociedades puestas en equivalencia	58,0	61,1	31,4	(5,1)	94,6
Amortización fondo comercio consolidación	(17,8)	(5,3)	(84,3)	239,6	(93,8)
Resultado Ordinario	798,3	797,2	646,0	0,2	23,4
Resultados procedentes del inmovilizado	162,4	50,4	525,1	222,0	(90,4)
Resultado extraordinario	(37,0)	(57,6)	(160,1)	(35,8)	(64,0)
Resultado antes de Impuestos	923,7	790,0	1.011,0	16,9	(21,9)
Impuesto sobre Sociedades	(234,0)	(177,5)	(212,9)	31,8	(16,6)
Resultado atribuido a socios externos	(55,8)	(44,0)	7,8	26,8	(665,8)
Resultado del Ejercicio	633,9	568,5	805,9	11,5	(29,5)

A continuación se muestran los Estados de Flujos de Efectivo a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004.

<i>Cifras en millones de euros</i>	<u>2.004</u>	<u>2.003</u>	<u>2.002</u>
Flujos de efectivo de actividades de explotación			
Resultado después de impuestos	633,9	568,5	805,9
Ajustes al resultado	396,7	352,3	21,8
Variación del fondo de maniobra operativo y otras correcciones	(82,6)	(127,9)	56,4
Efectivo neto generado por actividades de explotación	948,0	792,9	884,1
Flujos de efectivo de actividades de inversión			
Adquisiciones de inmovilizado material	(951,4)	(794,3)	(885,0)
Adquisiciones de activos intangibles	(64,9)	(138,2)	(40,4)
Adquisición de sociedades dependientes, neta del efectivo adquirido	(454,3)	(43,8)	(154,5)
Inversiones en otros activos financieros	(4,3)	(30,6)	(5,6)
Desinversiones	313,9	112,1	1.102,4
Ingresos a distribuir recibidos	62,5	55,9	78,0
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(1.098,5)	(838,9)	94,9
Flujos de efectivo de actividades de financiación			
Ampliaciones de capital	1,2		0,3
Deuda financiera recibida	511,0	84,2	231,0
Deuda financiera cancelada	(270,2)	(246,2)	(565,0)
Otras deudas a largo plazo	(29,3)	(30,6)	1,5
Dividendos pagados	(296,0)	(206,5)	(158,3)
Efectivo neto recibido por actividades de financiación	(83,3)	(399,1)	(490,5)
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y otros medios líquidos equivalentes	(2,0)	(6,5)	(13,5)
Aumento/(disminución) de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	(235,8)	(451,6)	475,0
Tesorería y medios líquidos equivalentes al inicio del ejercicio ⁽¹⁾	442,2	893,8	418,8
Tesorería y medios líquidos equivalentes al final del ejercicio ⁽¹⁾	206,4	442,2	893,8
Aumento disminución de Tesorería y medios líquidos equivalentes	(235,8)	(451,6)	475,0

⁽¹⁾ En tesorería y medios líquidos equivalentes se recogen los saldos de tesorería, los depósitos bancarios y el resto de inversiones financieras a corto plazo, que sean fácilmente convertibles en efectivo.

A continuación se recoge la composición de los fondos propios del Grupo Gas Natural a 31 de diciembre de 2004, y su evolución en el ejercicio 2004.

<i>Cifras en millones de euros</i>	Saldo 1/1/2004	Distribución del resultado 2003	Resultados del ejercicio 2004	Diferencias conversión	Reclasificaciones	Saldo 31/12/2004
Capital suscrito	447,8	-	-	-	-	447,8
Reservas de la sociedad dominante	2.992,0	117,4	-	-	-	3.109,4
Reserva legal	89,7	-	-	-	-	89,7
Reserva estatutaria	67,9	-	-	-	-	67,9
Reserva revaporización	225,5	-	-	-	-	225,5
Reservas de fusión	379,9	-	-	-	(379,9)	-
Reservas de redenominación en euros	0,7	-	-	-	-	0,7
Reservas voluntarias y otras	2.228,3	117,4	-	-	379,9	2.725,6
Reservas en sociedades consolidadas	876,3	182,5	-	-	13,8	1.072,6
Diferencias de conversión	(481,8)	-	-	(17,8)	-	(499,6)
Beneficio del ejercicio	568,5	(568,5)	633,9	-	-	633,9
Dividendo a cuenta	(95,2)	95,2	(120,9)	-	-	(120,9)
Total	4.307,6	(173,5)	513,0	(17,8)	13,8	4.643,2

A continuación se detalla el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado del Grupo Gas Natural correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004.

<i>Cifras en millones de euros</i>	Capital	Ajustes por valoración	Reservas	Dif. Conversión	Patrimonio neto de dominante	Intereses minoritarios	Total patrimonio neto según NIIF
Balance a 1 de enero de 2004	448	(8)	3792	0	4232	198	4430
Ajustes por valoración		31			31		31
-disponible para la venta		38			38		38
-coberturas de cash flow		(7)			(7)		(7)
Diferencias de conversión				(21)	(21)	3	(18)
Movimiento en patrimonio empresas asociadas		(6)			(6)		(6)
Resultado del período			642		642	53	695
Dividendos			(295)		(295)	(47)	(342)
Adquisición de participaciones minoritarias.			(11)		(11)	12	1
Aportaciones de capital						1	1
Otros movimientos reconocidos directamente en el patrimonio			(1)		(1)		(1)
Balance a 31 de diciembre de 2004	448	17	4.127	(21)	4.571	220	4.791

* Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

Las políticas contables con respecto al ejercicio 2004 están debidamente detalladas en el **Anexo 5**.

20.1.2 *Comentarios de variaciones más significativas de las principales partidas del Balance a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004*

Se incluyen a continuación los comentarios de las variaciones más significativas de los Balances de Situación del Grupo Gas Natural correspondientes a los ejercicios 2002, 2003 y 2004.

Comparación entre el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2004 y el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2003

A continuación se detallan las variaciones más significativas experimentadas en las principales magnitudes financieras del Balance de Situación del Grupo Gas Natural.

(i) Inmovilizado

El aumento de inmovilizado durante el ejercicio 2004 fue del 13,6%, pasando de 7.021,2 millones de euros en el mes de diciembre de 2003 a 7.977,8 millones de euros en el mes de diciembre de 2004. Dicho incremento estuvo originado principalmente por las inversiones materiales del ejercicio 2004 que ascendieron a 946,3 millones de euros, entre las que destacaron inversiones en plantas de ciclo combinado por 373,5 millones de euros e inversiones en el sector de distribución de gas en España por un importe de 365,8 millones de euros. Asimismo por cambios en el perímetro de consolidación se incrementó el inmovilizado material e inmaterial neto en 508,9 millones de euros. El impacto más importante correspondió a la adquisición de la sociedades filiales en Italia (Grupo Palermo, Grupo Nettis y Grupo Smedigas).

(ii) Fondo de comercio

El aumento de fondo de comercio de consolidación durante el ejercicio 2004 fue del 125,4%, pasando de 208,3 millones de euro en el mes de diciembre 2003 a 469,4 millones de euros en el mes de diciembre de 2004. Este incremento vino originado por la adquisición de las sociedades en Italia (Grupo Palermo, Grupo Nettis y Grupo Smedigas), el aumento del porcentaje de participación en Ceg, S.A. y Ceg Rio, S.A. y la adquisición de parques eólicos (Grupo Sinia).

(iii) Gastos a distribuir

Los gastos a distribuir aumentaron en un 3,3% durante el ejercicio 2004, pasando de 410,3 millones de euros en el ejercicio 2003 a 423,7 millones de euros en el ejercicio 2004, incluyendo principalmente los intereses devengados por el leasing y los costes generados en los programas de conversión de instalaciones de gas manufacturado en Brasil.

(iv) Activo circulante

El activo circulante aumentó en el ejercicio 2004 en un 4,1% pasando de 2.368,9 millones de euros en el mes de diciembre de 2003 a 2.465,9 millones de euros en el mes de diciembre de 2004. Las variaciones más significativas fueron el incremento de los clientes por ventas y prestaciones de servicios, así como la disminución del activo circulante financiero en 349 millones de euros originada, principalmente, por la adquisición de sociedades llevadas a cabo durante el ejercicio 2004.

(v) Fondos propios

Los fondos propios aumentaron en el ejercicio 2004 en un 7,8%, pasando de 4.307,6 millones de euros en el mes de diciembre de 2003 a 4.643,2 millones de euros en el mes de diciembre de 2004. Las principales variaciones correspondieron al reparto del dividendo complementario de 2003 por un importe de 173,5 millones de euros, al dividendo a cuenta del ejercicio 2004 por 120,9 millones de euros, al beneficio neto del ejercicio 2004 por importe de 633,9 millones de euros y al efecto de las diferencias de conversión en patrimonio por 17,8 millones de euros.

(vi) Socios externos

El patrimonio atribuible a socios externos aumentó en el ejercicio 2004 en un 21,1%, pasando de 211,8 millones de euros en el mes de diciembre de 2003 a 256,5 millones de euros en el mes de diciembre de 2004. Este aumento se produjo principalmente por la participación en el resultado del ejercicio 2004 en 55,8 millones de euros y por las variaciones del perímetro de consolidación (las sociedades filiales de Brasil pasan a consolidarse por integración global).

(vii) Ingresos a distribuir

Los ingresos a distribuir aumentaron en el ejercicio 2004 en un 39,5%, pasando de 297,5 millones de euros en el mes de diciembre de 2003 a 415 millones de euros en el mes de diciembre de 2004. Este aumento se debió principalmente a las subvenciones de capital recibidas, originadas principalmente por la adquisición de sociedades filiales italianas.

(viii) Provisiones

Las provisiones aumentaron en el ejercicio 2004 en un 14,8%, pasando de 230,9 millones de euros en el mes de diciembre de 2003 a 265,2 millones de euros en el mes de diciembre de 2004. Este aumento se produjo principalmente por la dotación de provisiones de riesgos y responsabilidades.

(ix) Acreedores a largo y corto plazo

Los acreedores a largo y corto plazo aumentaron en un 16% durante el ejercicio de 2004, pasando de 4.960,6 millones de euros en el mes de diciembre de 2003 a 5.757 millones de euros en el mes de diciembre de 2004. Las principales variaciones fueron el aumento de la deuda financiera que estuvo originado por la variación del perímetro de consolidación en 219 millones de euro, el aumento de la deuda bruta por importe de 234 millones de euros y la disminución de 76 millones de euros por las diferencias de conversión del ejercicio y la variación en el saldo de los acreedores comerciales.

Comparación entre el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2003 y el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2002

A continuación se detallan las variaciones más significativas experimentadas en las principales magnitudes financieras del Balance de Situación del Grupo Gas Natural.

(i) Inmovilizado

El aumento de inmovilizado durante el ejercicio 2003 fue del 14,9%, pasando de 6.107,4 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 7.021,2 millones de euros en el mes de diciembre de 2003. Dicho incremento vino originado principalmente por las inversiones materiales del periodo 2003 que ascendieron a 778,3 millones de euros, entre las que destacaron inversiones en plantas de ciclo combinado por 231,4 millones de euros e inversiones en el sector de distribución de gas en España por un importe de 375,6 millones de euros. Adicionalmente las inversiones en inmovilizado inmaterial aumentaron en 352 millones de euros por la adquisición de dos buques en régimen de arrendamiento financiero. Asimismo por cambios en el perímetro de consolidación se incrementó el inmovilizado material e inmaterial neto en 276,6 millones de euros. El impacto más importante correspondió a la adquisición de la sociedad Buenergía Gas & Power en el mes de noviembre de 2003.

(ii) Fondo de comercio

El aumento de fondo de comercio de consolidación durante el ejercicio 2003 fue de 189,5%, pasando de 71,9 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 208,3 millones de euros en el mes de diciembre de 2003. Este incremento estuvo originado por la adquisición de las sociedades filiales de Puerto Rico.

(iii) Gastos a distribuir

Los gastos a distribuir aumentaron en 395 millones de euros durante el ejercicio 2003, pasando de 15,1 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 410,3 millones de euros en el mes de diciembre de 2003, originado principalmente por la adquisición de los dos buques en régimen de arrendamiento financiero.

(iv) Activo circulante

El activo circulante disminuyó en el ejercicio 2003 en un 9,4%, pasando de 2.615,1 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 2.368,9 millones de euros en el mes de diciembre de 2003. La variación más significativa fue la disminución del activo circulante financiero por las inversiones del ejercicio 2003.

(v) Fondos propios

Los fondos propios aumentaron en el ejercicio 2003 en un 7,9%, pasando de 3.992,7 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 4.307,6 millones de euros en el mes de diciembre de 2003. Las principales variaciones correspondieron al reparto del dividendo complementario por un importe de 102,9 millones de euros, al dividendo a cuenta del ejercicio 2003 por importe de 95,2 millones de euros, al beneficio neto del periodo 2003 por importe de 568,5 millones de euros y al efecto de las diferencias de conversión en patrimonio por 73,7 millones de euros.

(vi) Socios externos

El patrimonio atribuible a socios externos aumentó en el ejercicio 2003 en un 5,4%, pasando de 201 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 211,8 millones de euros en el mes de diciembre de 2003. Este aumento se produjo principalmente por la participación en el resultado del ejercicio 2003 en 44 millones de euros. Las disminuciones generadas en el ejercicio 2003 se debieron a la distribución de resultados de 2002 y a las diferencias de conversión.

(vii) Ingresos a distribuir

Los ingresos a distribuir aumentaron en el ejercicio 2003 en un 9,8%, pasando de 270,8 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 297,5 millones de euros en el mes de diciembre de 2003. Este aumento estuvo ocasionado básicamente por el aumento de los ingresos a distribuir de nuevas acometidas y ramales.

(viii) Provisiones

Las provisiones disminuyeron en el ejercicio 2003 en un 16,4%, pasando de 276,4 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 230,9 millones de euros en el mes de diciembre de 2003. Esta disminución se produjo principalmente por la aplicación de las provisiones constituidas por diferencias de precios de gas natural.

(ix) Acreedores a largo y corto plazo

Los acreedores a largo y corto plazo aumentaron en el ejercicio 2003 en un 21,9%, pasando de 4.068,6 millones de euros en el mes de diciembre de 2002 a 4.960,6 millones de euros en el mes de diciembre de 2003. Las principales variaciones fueron el aumento de la deuda financiera que vino originado por la variación del perímetro de consolidación en 313 millones de euros, la disminución de la deuda bruta por importe de 166 millones de euros y la disminución de 264 millones de euros por las diferencias de conversión del ejercicio y la variación en el saldo de los acreedores comerciales.

20.1.3 Comentarios de variaciones más significativas de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004

El apartado 9.2 del presente Capítulo VI contiene una descripción detallada de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias del Grupo Gas Natural correspondientes a los ejercicios 2002, 2003 y 2004, debidamente desglosados por líneas de negocio.

20.1.4 Comentarios de variaciones más significativas de los Estados de Flujos de Efectivo a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004

Durante los ejercicios 2004, 2003 y 2002, Gas Natural ha utilizado el efectivo procedente de sus actividades de negocio, así como aquel procedente de la financiación ajena y de los ingresos por la venta de activos no corrientes. Gas Natural ha utilizado tales fuentes de liquidez principalmente para inversiones. Los componentes principales del capital circulante son cuentas a cobrar y cuentas a pagar, y en menor medida, los inventarios. Las cuentas a cobrar son básicamente facturas de gas y electricidad de clientes pendientes de cobro, mientras que las cuentas a pagar son fundamentalmente pagos pendientes en virtud de los contratos de suministro de gas, así como los derivados de las actividades de inversión. Los inventarios consisten fundamentalmente en las reservas de gas mantenidas con arreglo a las necesidades operativas y a lo exigido por la regulación aplicable.

A continuación se detallan las principales variaciones experimentadas en el estado de flujos de efectivo durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004:

- (i) Con respecto al efectivo neto generado por actividades de explotación, Gas Natural generó un efectivo de 948,0 millones de euros en el año 2004, respecto a 792,9 millones de euros en el ejercicio 2003. Dicho aumento del 19,6% es resultado, principalmente, de la variación del fondo de maniobra de explotación que pasa de una disminución de 92 millones de euros en el 2003 a un aumento de 113 millones de euros en el 2004, con un efecto negativo en el efectivo generado por actividades de explotación de 204,6 millones de euros, compensado con un incremento del 11,5% de los resultados después de impuestos, hasta alcanzar 633,9 millones de euros. La variación del capital circulante fue motivada, básicamente, por el incremento de las actividades de comercialización de gas y electricidad.

En el ejercicio 2003, el efectivo neto generado por actividades de explotación asciende a 792,9 millones de euros respecto a 884,1 millones de euros del ejercicio 2002. Dicha disminución del 10,3% es resultado, principalmente, de la variación del fondo de maniobra de explotación que pasa de una disminución de 17,1 millones de euros en 2002 a una disminución de 92 millones de euros en 2003, con un efecto positivo en el efectivo generado por actividades de explotación de 74,9 millones de euros, asociado en gran medida a la desconsolidación de Enagas en junio de 2002, parcialmente compensada con una reducción del 11,9% de los beneficios de explotación, hasta 799,0 millones de euros.

- (ii) Con respecto a las actividades de inversión, el flujo de salida neto durante el ejercicio 2004 alcanzó 1.098,5 millones de euros, respecto a 838,9 millones de euros en el año 2003. El efectivo utilizado en inversiones durante el ejercicio 2004 aumentó en un 30,9%, dicho incremento hace referencia fundamentalmente a las inversiones ligadas a la construcción de plantas de ciclo combinado y a la adquisición de las sociedades distribuidoras en Italia, así como al incremento de la participación de Gas Natural en sus distribuidoras de Brasil y en operadores de parques eólicos en España. Dicho aumento del efectivo utilizado en inversiones del año 2004 fue compensado por un incremento del efectivo procedente de las desinversiones llevadas a cabo en dicho ejercicio, con respecto a 2003. En particular, en el año 2004, Gas Natural vendió un 12,5% de Enagas por 292,4 millones de euros, mientras que en 2003 vendió un 2,3% de Enagas por 38,8 millones de euros.

Durante el ejercicio 2003, el flujo de salida neto por actividades de inversión alcanzó 838,9 millones de euros, respecto al flujo de entrada neto de 94,9 millones de euros en el año 2002. El cash flow por inversiones en 2003 estuvo asociado a la adquisición de una planta de ciclo combinado en Puerto Rico, y la expansión de la red de distribución de gas. El efectivo utilizado en inversiones en 2002 quedó completamente compensado por 917,1 millones de euros generados por la venta de un 59,1% de Enagas.

- (iii) Con respecto a las actividades de financiación, la tesorería neta de Gas Natural aplicada a dichas actividades tuvo un flujo de salida de 83,3 millones de euros durante el ejercicio 2004, respecto a 399,1 millones de euros en el ejercicio 2003. En el ejercicio 2004, el principal flujo de entrada fue causado por el incremento de la financiación bancaria. Con el objeto de proceder al pago de dividendos, Gas Natural, igualmente, utilizó de su tesorería 296,0 millones de euros y 206,5 millones durante los ejercicios 2004 y 2003, respectivamente, lo que representa un incremento del 43,3%.

Durante el ejercicio 2003, la tesorería neta de Gas Natural aplicada en las actividades de financiación tuvo un flujo negativo de 399,1 millones de euros respecto a 490,5 millones de euros aplicados en estas actividades en el ejercicio 2002. En el año 2002, el principal flujo de salida estaba ligado a una reducción de la deuda neta motivada por los resultados generados por la venta del 59,1% de Enagas.

Con respecto a las ampliaciones de capital, estas se corresponden con ampliaciones llevadas a cabo en sociedades dependientes en las que hay socios minoritarios. Durante el ejercicio 2004, los 1,2 millones de euros corresponden, fundamentalmente, a la aportación del 5% de socios minoritarios a la ampliación de capital que por importe de 20 millones de euros se realizó en Gas Natural Castilla La Mancha.

20.1.5 Principales efectos derivados de la transición a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”)

Como resultado del análisis de las diferencias entre los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en España (“PGCA”) y los de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), así como los efectos que dichas diferencias pudieran tener en la determinación de las estimaciones necesarias en la elaboración de los estados financieros, y de los criterios seleccionados a aplicar en aquellos casos o materias en que existen posibles tratamientos alternativos permitidos en las

NIIF, en relación con las citadas cuentas anuales consolidadas se han identificado los siguientes impactos significativos:

(i) Efectos sobre el patrimonio al 31 de diciembre de 2004

La siguiente tabla muestra los principales efectos sobre el patrimonio consolidado de Gas Natural a 31 de diciembre de 2004.

Patrimonio neto a 31 de diciembre de 2004 (millones de euros)	PGCA	NIIF
I. Capital	447,8	447,8
II. Reservas	4.181,9	3.606,0
De las que: Ajuste contra reservas por la transición a NIIF (Línea informativa)	-	(42,1)
III. Diferencias de conversión	(499,6)	(21,2)
IV. Menos: Valores propios	-	-
V. Ajustes por valoración	-	17,5
VI. Resultado del ejercicio	633,9	642,0
VII. Menos: Dividendos a cuenta	(120,9)	(120,9)
A) Patrimonio neto normativa nacional/ patrimonio atribuido a tenedores de instrumentos de patrimonios neto de la dominante	4.643,2	4.571,2
B) Intereses minoritarios	256,5	219,5
Total Patrimonio Neto (A+B)	4.899,7	4.790,7

(ii) Efectos sobre el resultado al 31 de diciembre de 2004:

La siguiente tabla muestra los principales efectos sobre el resultado consolidado de Gas Natural a 31 de diciembre de 2004.

Beneficio a 31 de diciembre de 2004 (millones de euros)	PGCA	NIIF
Beneficio de explotación	898,7	861,6
EBITDA ⁽¹⁾	1.362,5	1.335,3
Resultado neto	633,9	642,0
Resultado neto por acción (euros)	1,42	1,43

⁽¹⁾ Beneficio de explotación + Amortizaciones + Provisiones operativas

Las principales diferencias detalladas en los cuadros anteriores se corresponden conceptualmente con ajustes comentados en relación con los Estados Financieros elaborados con arreglo a NIIF, a 31 de diciembre de 2004, que se comentarán en el siguiente apartado 20.6 del presente Capítulo.

(iii) Ajustes más significativos en la aplicación de NIIF (situación a 31 de diciembre de 2004)

La siguiente tabla muestra en millones de euros los ajustes más significativos en la aplicación de las NIIF a fecha 31 de diciembre de 2004.

Resultado neto según PGC	633,9
Ajustes NIIF:	
No capitalización de gastos de puesta en marcha y otros activos intangibles	(6,0)
No amortización fondos de comercio	17,6
Eliminación corrección monetaria derivada del impacto de la inflación	(4,9)
Otros ajustes	(3,3)
Impuestos diferidos netos	4,8
Resultado neto según NIIF	642,0

Los ajustes contables más significativos derivados de la implantación de las NIIF en la contabilidad de Gas Natural son los siguientes:

- Imposibilidad de amortización de los fondos de comercio: de acuerdo a lo expresado en la NIIF 3, los fondos de comercio no se amortizan. En su lugar, obliga a revisar anualmente si se ha producido algún deterioro de su valor.
- Conversión de los fondos de comercio en moneda extranjera a tipo de cambio de fecha de cierre del ejercicio: los fondos de comercio se consideran en la moneda funcional de la sociedad adquirida, ajustando las diferencias resultantes como consecuencia de las variaciones en el tipo de cambio, de acuerdo a lo expresado en la NIC 21. El Grupo Gas Natural ha decidido la aplicación retrospectiva, a la fecha de transición, para homogeneizar el tratamiento de los fondos de comercio.
- Eliminación de la corrección monetaria derivada del impacto de la inflación: una entidad que opera en una economía que no se califica como hiperinflacionaria pero que, históricamente, ajusta el valor en libros de sus activos no monetarios para reflejar los cambios en un “índice general” deberá discontinuar, desde la fecha de transición, la aplicación de la corrección monetaria. Este ajuste afecta a las sociedades de Colombia y México.
- Recálculo de los impuestos diferidos: se registran los impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias entre los activos y pasivos fiscales y su valor en libros así como el reconocimiento de activos por créditos fiscales cuando su realización sea probable.
- Inclusión de los instrumentos y activos financieros a valor de mercado: Gas Natural ha adoptado la NIC 39 con fecha de efectividad 1 de enero de 2004. Con base a ello todos los derivados, sean de cobertura o no, están registrados a valor de mercado.
- Imposibilidad de capitalización de los gastos de puesta en marcha de Gas Natural: todos los gastos intangibles que no cumplen con los requisitos de capitalización expresados en la NIC 38 (identificables, controlables, que generen beneficios futuros y que su valor pueda ser medido fiablemente) se considerarán como gasto del ejercicio. En fecha de transición todos los gastos que por este concepto poseía Gas Natural se han eliminado contra reservas.
- Reclasificación de los resultados extraordinarios: de acuerdo con la NIC 1, los resultados extraordinarios se reclasifican en otras partidas de la cuenta de resultados según su naturaleza.
- Clasificación de los trabajos para el propio inmovilizado minorando los gastos de personal: la NIC 1 permite la posibilidad de compensar los ingresos con los gastos que genere la misma operación, siempre que la presentación refleje el fondo de la transacción.

20.2 Información financiera pro forma

La información financiera pro-forma se encuentra recogida en el Módulo de Información Financiera Pro-forma, que se acompaña en el presente Folleto.

20.3 Estados financieros

Si el emisor prepara estados financieros anuales consolidados y también propios, el presente Capítulo deberá incluir por lo menos los estados financieros anuales consolidados.

Véanse apartados 20.1 del presente Capítulo. Asimismo véanse en dichos apartados comentarios de variaciones significativas en los periodos analizados.

20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual.

20.4.1 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 calificaciones, se reproducirán íntegramente el rechazo o las calificaciones o negociaciones, explicando los motivos

Según se describe en el apartado 2.1 del presente Capítulo, PricewaterhouseCoopers ha auditado las cuentas anuales correspondientes a los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004, tanto las individuales como las consolidadas.

Los informes de auditoría de los ejercicios 2002, 2003 y 2004 contienen todos ellos una opinión favorable y sin salvedades.

20.4.2 Indicación sobre otra información en el presente Folleto que haya sido auditada por los auditores.

Asimismo los auditores de Gas Natural han revisado la siguiente información financiera:

- (a) Estados financieros consolidados del Grupo Gas Natural a fecha 31 de octubre de 2005 que se adjuntan como **Anexo 5** al presente Folleto. A este respecto, han emitido el correspondiente informe de auditoría.
- (b) Informe especial de revisión sobre Información Financiera Pro-forma de Gas Natural y Endesa que se adjunta como **Anexo 22** al presente Folleto, y que comprende el informe de los auditores, un balance proforma a fecha 30 de junio de 2005 y cuentas de resultados pro forma para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005 y para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004.

20.4.3 Fuente de los datos no extraídos de los estados financieros auditados del emisor.

A excepción de los datos extraídos de las cuentas anuales objeto de los informes de auditoría que se citan en el apartado 2.1 del presente Capítulo VI y de los estados financieros intermedios a 31 de octubre de 2005 debidamente auditados, así como aquellos otros en los que se cita expresamente la fuente, el resto de datos e información contenida en el presente Folleto han sido extraídos de la contabilidad interna y de gestión con la que cuenta Gas Natural.

20.5 Edad de la información financiera más reciente

20.5.1 El último año de información financiera auditada no puede preceder en más de:

- (a) *18 meses a la fecha del presente Folleto si el emisor incluye en dicho documento estados financieros intermedios auditados.*
- (b) *15 meses a la fecha del presente Folleto si en dicho documento el emisor incluye estados financieros intermedios no auditados.*

En consideración de lo anterior, se hace constar que la última información intermedia del Grupo Gas Natural contenida en el presente Folleto es de 31 de octubre de 2005, tal y como se detalla en el siguiente apartado 20.6 del presente Capítulo. Dicha información financiera a 31 de octubre de 2005 ha sido preparada conforme a los criterios de las Normas Internacionales de Contabilidad (“NIIF”) y ha sido auditada por PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.

20.6 Información intermedia y demás información financiera

20.6.1 Si el emisor ha venido publicando información financiera trimestral o semestral desde la fecha de sus últimos estados financieros auditados, estos deben incluirse en el presente Folleto. Si la información financiera trimestral o semestral ha sido revisada o auditada, debe también incluirse el informe de auditoría o de revisión. Si la información financiera trimestral o semestral no ha sido auditada o no se ha revisado, debe declararse este extremo

El Reglamento 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de julio de 2002, establece que, para los ejercicios financieros que comiencen a partir del 1 de enero de 2005, las entidades que a la fecha de cierre de su balance tengan valores admitidos a negociación en un mercado regulado deberán elaborar sus cuentas anuales consolidadas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). En nuestro país, dicha obligación ha sido regulada en la disposición final undécima de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre de 2003.

De acuerdo con dicha legislación y en aplicación de la Circular 1/2005 de 1 de abril, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, la información financiera consolidada correspondiente a los diez primeros meses del 2005 ha sido elaborada siguiendo dichas normas, y no de acuerdo con la normativa contable nacional con la que se elaboraron y presentaron las cuentas anuales auditadas del ejercicio 2004.

Asimismo, en cumplimiento de lo indicado en dicha Circular, y con el objetivo de proporcionar información periódica comparable, el Grupo Gas Natural ha elaborado información financiera correspondiente al ejercicio 2004 conforme a las mencionadas normas NIIF.

En cumplimiento de la NIIF 1, el Grupo Gas Natural ha aplicado las NIIF adoptadas por la Unión Europea a la fecha de preparación de los estados financieros consolidados intermedios, que le son aplicables. De acuerdo con lo permitido por la NIIF 1, entre las opciones que le otorga la citada norma, Gas Natural ha elegido las siguientes:

- No reexpresar las combinaciones de negocios anteriores a la fecha de transición.
- Designar el inmovilizado material revalorizado según PGCA como coste atribuido y a partir de esa fecha como valor de coste.
- Reconocer todas las pérdidas y ganancias actuariales acumuladas a la fecha de transición (sin impactos para el Grupo).

- Considerar nulas las diferencias de conversión acumuladas de negocios en el extranjero a la fecha de transición.
- Aplicar la normativa de instrumentos financieros desde la fecha de transición.
- Convertir fondo de comercio en moneda extranjera a tipo de cambio de cierre.

Por otra parte, los ajustes más significativos que se han llevado a cabo han sido debidamente descritos en el anterior apartado 20.1.5 del presente Capítulo.

A continuación se incluyen los Balances de Situación, las Cuentas de Pérdidas y Ganancias, los Estados de Cambio en el Patrimonio Consolidado, y los Estados de Flujos de Efectivo, todos ellos consolidadas de Grupo Gas Natural preparados conforme a criterios NIIF.

(i) **Balance de Situación Consolidado bajo criterios NIIF (en millones de euros)**

	A 31 de octubre de 2005	A 31 de diciembre de 2004	% var
Inmovilizado material	7.330	6.521	12,4
Fondo de comercio	452	334	35,3
Otros activos intangibles	1.272	954	33,3
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	33	297	(88,9)
Activos por impuestos diferidos	198	161	23,0
Activos financieros disponibles para la venta	697	150	364,7
Instrumentos financieros derivados	8	-	-
Otros activos financieros no corrientes	213	194	9,8
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.203	8.611	18,5
Existencias	454	264	72,0
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.787	1.850	(3,4)
Otros activos financieros corrientes	109	64	70,3
Instrumentos financieros derivados	-	-	-
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	288	206	39,8
SUBTOTAL ACTIVOS CORRIENTES	2.638	2.384	10,7
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	4	2	100,0
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	2.642	2.386	10,7
TOTAL ACTIVOS	12.845	10.997	16,8
Capital social	448	448	-
Reservas ajustes por valoración	330	17	1.841,2
Ganancias acumuladas y otras reservas	4.485	4.127	8,7
Diferencias de cambio	135	(21)	742,9
Capital y reservas atribuibles a los accionistas de la Sociedad	5.398	4.571	18,1
Intereses minoritarios	275	220	25,0
TOTAL PATRIMONIO	5.673	4.791	18,4
Deuda financiera	2.980	2.080	43,3
Instrumentos financieros derivados	93	72	29,2
Otros pasivos no corrientes	470	463	1,5
Provisiones	288	200	44,0
Provisiones por obligaciones con el personal	88	88	-
Pasivos por impuestos diferidos	442	291	51,9
Ingresos diferidos	422	409	3,2
PASIVOS NO CORRIENTES	4.783	3.603	32,8
Deuda financiera	603	704	(14,3)
Instrumentos financieros derivados	2	-	-
Otros pasivos corrientes	191	309	(38,2)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	1.441	1.508	(4,4)
Pasivos por impuestos sobre las ganancias corrientes	152	82	85,4
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	2.389	2.603	(8,2)
TOTAL PASIVOS	7.172	6.206	15,6
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	12.845	10.997	16,8

(ii) Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada bajo criterios NIIF (en millones de euros)

	A 31 de octubre de 2005	A 31 de octubre de 2004	% var
Importe neto de la cifra de negocio	6.570	4.986	31,8
Otros ingresos	74	55	34,5
Aprovisionamientos	(4.645)	(3.317)	40,0
Gastos de personal	(206)	(175)	17,7
Dotación a la amortización	(424)	(357)	18,8
Otros gastos de explotación	(585)	(476)	22,9
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	784	716	9,5
Resultado financiero neto	(189)	(121)	56,2
Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas	34	53	(35,8)
Resultado de la enajenación de participaciones en empresas asociadas	222	74	200,0
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	851	722	17,9
Gasto por impuesto sobre las ganancias	(238)	(181)	31,5
BENEFICIO DEL EJERCICIO	613	541	13,3
Atribuible a:			
Intereses minoritarios	57	39	46,2
Accionistas de la sociedad dominante	556	502	10,8
	613	541	13,3
Ganancias por acción para el beneficio atribuible a los accionistas de la Sociedad (expresado en Euros por acción):			
—básicas	1,24	1,12	
—diluidas	1,24	1,12	

(iii) *Estados de Cambios en el Patrimonio Consolidado*

Capital y reservas atribuibles a los accionistas de la Sociedad

	Capital	Reservas ajustes por variación	Ganancias acumuladas y otras reservas	Diferencias de cambio	Subtotal	Intereses minoritarios	Patrimonio
Saldo a 1 de enero de 2004	448	(8)	3.792	-	4.232	198	4.430
Ajustes por variación, neto de impuestos	-	35	-	-	35	1	36
- Disponibles para la venta	-	38	-	-	38	-	38
- Coberturas de flujos de efectivo	-	(3)	-	-	(3)	1	(2)
Diferencias de cambio	-	-	-	(9)	(9)	4	(5)
Participación en movimientos en patrimonio de asociadas	-	(5)	-	-	(5)	-	(5)
Ingreso/(gasto) reconocido directamente en el patrimonio en el periodo	-	30	-	(9)	21	5	26
Beneficio del periodo	-	-	502	-	502	39	541
Ingreso/(gasto) reconocido en el periodo	-	30	502	(9)	523	44	567
Dividendo	-	-	(174)	-	(174)	(28)	(202)
Adquisición de intereses minoritarios durante el ejercicio	-	-	(11)	-	(11)	(11)	(22)
Ampliaciones de capital en dependientes	-	-	-	-	-	1	1
Combinaciones de negocios (Nota 31)	-	-	-	-	-	23	23
Balance a 31 de octubre de 2004	448	22	4.109	(9)	4.570	227	4.797
Ajustes por variación, neto de impuestos	-	(4)	-	-	(4)	(1)	(5)
- Disponibles para la venta	-	-	-	-	-	-	-
- Coberturas de flujos de efectivo	-	(4)	-	-	(4)	(1)	(5)
Diferencias de cambio	-	-	-	(12)	(12)	(1)	(13)
Participación en movimientos en patrimonio de asociadas	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
Ingreso/(gasto) reconocido directamente en el patrimonio en el periodo	-	(5)	-	(12)	(17)	(2)	(19)
Beneficio del periodo	-	-	140	-	140	14	154
Ingreso/(gasto) reconocido en el periodo	-	(5)	140	(12)	123	12	135
Dividendo	-	-	(121)	-	(121)	(18)	(139)
Otros movimientos reconocidos directamente en el patrimonio	-	-	(1)	-	(1)	(1)	(2)
Saldo a 31 de diciembre de 2004	448	17	4.127	(21)	4.571	220	4.791
Ajustes por variación, neto de impuestos	-	313	-	-	313	-	313
- Disponibles para la venta	-	307	-	-	307	-	307
- Coberturas de flujos de efectivo	-	6	-	-	6	-	6
Diferencias de cambio	-	-	-	156	156	35	191
Participación en movimientos en patrimonio de asociadas	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso/(gasto) reconocido directamente en el patrimonio en el periodo	-	313	-	156	469	35	504
Beneficio del periodo	-	-	556	-	556	57	613
Ingreso/(gasto) reconocido en el periodo	-	313	556	156	1.025	92	1.117
Dividendo	-	-	(197)	-	(197)	(19)	(216)
Adquisición de intereses minoritarios durante el ejercicio	-	-	(1)	-	(1)	(3)	(4)
Reducción de capital en dependientes	-	-	-	-	-	(18)	(18)
Venta de participaciones en el periodo	-	-	-	-	-	3	3
Balance a 31 de octubre de 2005	448	330	4.485	135	5.398	275	5.673

(iv) **Estado de Flujos de Efectivo Consolidado preparados bajo criterios NIIF (en millones de euros)**

	A 31 de octubre de 2005	A 31 de octubre de 2004
Flujos de efectivo de actividades de explotación		
Efectivo generado por las operaciones	1.155	992
Intereses pagados	(248)	(158)
Provisiones pagadas	(26)	(12)
Impuestos pagados	(83)	(100)
Efectivo neto generado por actividades de explotación	798	722
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Adquisición de dependientes neta del efectivo adquirido	(266)	(406)
Adquisiciones de inmovilizado material	(936)	(749)
Ingresos de venta de asociadas	339	135
Desinversiones de otros activos financieros	28	65
Adquisiciones de activos intangibles	(57)	(42)
Inversiones en otros activos financieros	(10)	(26)
Ingresos de ventas de inmovilizado material	10	3
Ingresos de ventas de inmovilizado inmaterial	2	1
Ingresos diferidos recibidos	35	48
Dividendos cobrados	12	18
Intereses cobrados	20	22
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(823)	(931)
Flujos de efectivo de actividades financieras		
Cobro/(pago) por ampliación/(reducción) de capital	(15)	1
Deuda financiera recibida	710	684
Deuda financiera cancelada	(240)	(343)
Otros pasivos	(4)	17
Pagos en efectivo por arrendamientos financieros	(27)	(25)
Dividendos pagados a accionistas de la Sociedad	(318)	(269)
Dividendos pagados a intereses minoritarios	(23)	(27)
Efectivo neto recibido por actividades de financiación	83	38
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y otros medios líquidos equivalentes	24	2
Aumento/(Disminución) de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	82	(169)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	206	442
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo al final del periodo	288	273
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	82	(169)

(v) **Análisis de márgenes conforme NIIF a 31 de diciembre de 2004 y comparación con márgenes PCGA y análisis de márgenes conforme a NIIF a 31 de octubre de 2004 y 2005**

La siguiente tabla muestra un análisis de márgenes conforme a NIIF a 31 de diciembre de 2004 y comparación con márgenes PCGA.

Márgenes	Ejercicio 2004 NIIF	Ejercicio 2004 PCGA
<i>Cifras en millones de euros</i>		
Importe neto de cifra de negocio	6.266,2	6.265,8
EBITDA	1.335,3	1.362,5
% EBITDA sobre ventas	21,31	21,75
Beneficio de explotación	861,6	898,7
% Beneficio de explotación sobre ventas	13,75	14,34
Beneficio neto	642,0	633,9
% Beneficio neto sobre ventas	10,25	10,12

La siguiente tabla muestra un análisis de márgenes conforme a NIIF a 31 de octubre de 2005 y 2004:

Cifras en millones de euros	31/10/2005	31/10/2004
Importe neto de cifra de negocios	6.570	4.986
EBITDA	1.234	1.092
% EBITDA sobre ventas	18,78	21,90%
Beneficio de explotación	784	716
% Beneficio de explotación sobre ventas	11,93	14,36
Beneficio neto	556	502
% Beneficio neto sobre ventas	8,46	10,07

20.7 Comentarios a la información financiera intermedia

En este apartado se incluyen las variaciones más significativas de las distintas magnitudes detalladas en la información financiera intermedia expuesta en el anterior apartado 20.6 del presente Capítulo VI.

20.7.1 Comentarios de variaciones más significativas del Balance a 31 de octubre de 2005 bajo criterios NIIF

Se incluyen a continuación los comentarios de las variaciones más significativas del Balance de Situación a 31 de octubre de 2005, comparándolo con el Balance a fecha 31 de diciembre de 2004.

(i) Activos no corrientes

Inmovilizado material e inmaterial

El aumento de inmovilizado material e inmaterial en el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2004 y octubre 2005 ha sido del 15,1%, pasando de 7.475 millones de euros en el mes de diciembre de 2004 a 8.602 millones de euros en el mes de octubre de 2005. Dicho incremento estuvo originado, principalmente, por las inversiones materiales del ejercicio 2005 que han ascendido a 846 millones de euros, entre las que destacan las inversiones en plantas de ciclo combinado por 363 millones de euros y las inversiones en el sector de distribución de gas por un importe de 432 millones de euros, así como por la adquisición de las sociedades pertenecientes al grupo Dersa en abril de 2005.

Fondo de comercio

El aumento de fondo de comercio de consolidación en el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2004 y octubre 2005 ha sido del 35,3 %, pasando de 334 millones de euros en el mes de diciembre de 2004 a 452 millones de euros en el mes de octubre de 2005. Este incremento viene originado por la adquisición de las sociedades pertenecientes al Grupo Dersa en el mes de abril de 2005, principalmente.

Inversiones contabilizadas aplicando el método de participación.

La disminución de las inversiones contabilizadas aplicando el método de participación en el ejercicio 2005, 33 millones de euros a octubre 2005 respecto diciembre 2004, 297 millones euros viene originada por la desconsolidación de Enagas a partir del mes de Octubre 2005.

(ii) Activos corrientes

El importe de los activos corrientes ha aumentado entre el 31 de diciembre de 2004 y octubre 2005 un 10,7% pasando de 2.386 millones de euros en el mes de diciembre de 2004 a 2.642 millones de euros en el mes de octubre de 2005. Las variaciones más significativas son el incremento de existencias y de los clientes por ventas y prestaciones de servicios.

(iii) Patrimonio atribuido a la Sociedad dominante

El importe del patrimonio atribuido a la sociedad dominante ha aumentado entre el mes de diciembre de 2004 y octubre de 2005 en un 18,1 % pasando de 4.571

millones de euros en el mes de diciembre de 2004 a 5.398 millones de euros en el mes de octubre de 2005. Las principales variaciones corresponden al reparto de dividendos, al beneficio neto acumulado a octubre de 2005 de 556 millones de euros y al efecto de las diferencias de conversión en patrimonio.

(iv) Intereses minoritarios

El patrimonio atribuible a socios externos han aumentado entre el 31 de diciembre de 2004 y octubre de 2005 en un 25%, pasando de 220 millones de euros en el mes de diciembre de 2004 a 275 millones de euros en el mes de octubre de 2005. Este aumento se ha producido principalmente por la participación en el resultado del periodo y por las variaciones del perímetro de consolidación.

(v) Pasivos no corrientes

Los pasivos no corrientes han aumentado entre el 31 de diciembre de 2004 y octubre de 2005 en un 32,8% pasando de 3.603 millones de euros en el mes de diciembre de 2004 a 4.783 millones de euros en el mes de octubre de 2005. Este aumento se ha producido principalmente por el incremento de la deuda financiera a largo plazo que ha aumentado sustancialmente por la adquisición de las sociedades pertenecientes al Grupo Dersa, las diferencias de conversión y el aumento de los impuestos diferidos.

(vi) Pasivos corrientes

Los pasivos corrientes han disminuido entre el 31 de diciembre de 2004 y octubre de 2005 en un 8,2%, pasando de 2.603 millones de euros en el mes de diciembre de 2004 a 2.389 millones en el mes de octubre de 2005. Las principales variaciones son la disminución de la deuda financiera a corto plazo y el reparto de dividendos.

20.7.2 Comentarios de variaciones más significativas de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias a 31 de octubre de 2005 bajo criterios NIIF

A continuación se expone un análisis general de la Cuenta de Resultados Consolidada de Gas Natural correspondiente al periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005, debidamente desglosada por líneas de actividad.

Los diez primeros meses de 2005 se han caracterizado por unos márgenes comerciales más ajustados puesto que los precios aplicados a los clientes no han mantenido el mismo nivel de crecimiento que los precios de gas natural y electricidad. Actualmente se sigue experimentando un fuerte crecimiento en el negocio de electricidad de Gas Natural, aumentando el número de nuevos clientes tanto en España como en Latinoamérica. Además, hasta 31 de octubre de 2005, Gas Natural ha obtenido una plusvalía de 222,2 millones de euros por la venta de un 10,8% de Enagas.

Esta tabla refleja las principales magnitudes de la cuenta de resultados de Gas Natural así como el porcentaje del importe neto de cifra de negocios. Para su elaboración se han tenido en cuenta los estados financieros a 31 de octubre de 2005, debidamente auditados, y elaborados con arreglo a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

<i>En millones de euros, salvo los porcentajes</i>	31/10/2005	% ventas	31/10/2004	% ventas
Ingresos de explotación:				
Importe neto de la cifra de negocios	6.569,9	100,0	4.985,9	100,0
Otros ingresos de explotación	73,5	1,1	54,9	1,1
Ingresos de explotación	6.643,4	101,1	5.040,8	101,1
Gastos de explotación:				
Aprovisionamientos	(4.644,6)	(70,7)	(3.317,2)	(66,5)
Gastos de personal	(206,0)	(3,1)	(174,5)	(3,5)
Otros gastos de explotación	(585,1)	(8,9)	(476,1)	(9,5)
Dotación a la amortización	(424,0)	(6,5)	(356,6)	(7,1)
Beneficios de explotación	783,7	11,9	716,4	14,4
Resultado financiero	(188,6)	(2,9)	(120,9)	(2,4)
Participación en resultados de asociadas	33,6	0,5	52,7	1,0
Resultados por la enajenación de activos no corrientes	222,2	3,4	73,7	1,5
Beneficios consolidados antes de impuestos	850,9	12,9	721,9	14,5
Impuesto sociedades	(237,9)	(3,6)	(181,0)	(3,6)
Beneficio neto del periodo	613,0	9,3	540,9	10,9
Resultado atribuido a socios externos	(57,5)	(0,9)	(38,9)	(0,8)
Resultado de ejercicio atribuido a la sociedad dominante	555,5	8,4	502,0	10,1

A continuación se describen con mayor detalle las principales variaciones en las magnitudes antes expuestas durante los periodos comprendidos entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005 y 2004.

- Importe neto de la cifra de negocios.** El importe de cifra de negocios se incrementó en 1.584 millones de euros (esto es, un 31,8%) hasta 6.569,9 millones de euros durante el periodo comprendido entre el día 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 4.985,9 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este incremento es en gran medida atribuible al aumento de la demanda de gas en España, al aumento de los precios de gas y a la expansión de Gas Natural en sus actividades de distribución de gas en Latinoamérica y de electricidad en España. La elevada demanda de gas en España durante los diez primeros meses de 2005, así como el aumento del número de clientes de Gas Natural, se puede imputar principalmente a un invierno especialmente frío y a la mayor demanda de gas que tuvo lugar para compensar la baja hidraulicidad motivada por el descenso de las precipitaciones.
- Aprovisionamientos.** Los aprovisionamientos aumentaron en 1.327,4 millones de euros (esto es, un 40,0%) hasta 4.644,6 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 3.317,2 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este aumento se debió principalmente al incremento del volumen de gas natural adquirido y del coste medio del gas natural.
- Beneficios de explotación.** Los beneficios de explotación aumentaron en 67,3 millones de euros (esto es, un 9,4%) hasta 783,7 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 716,4 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. El margen de explotación (beneficio de explotación sobre importe neto de cifra de negocios) fue de 11,9% y 14,4% en los diez primeros meses del ejercicio 2005 y 2004, respectivamente. Esta reducción del margen de explotación ha sido motivada fundamentalmente por el aumento del coste medio del gas natural.
- Resultados financieros netos (gastos).** El gasto financiero neto aumentó en 67,7 millones de euros (esto es, un 56,0%) hasta 188,6 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005,

con respecto a 120,9 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. El aumento del gasto financiero viene motivado por el aumento de la deuda financiera neta. Con fecha 31 de octubre 2005, la deuda financiera neta de Gas Natural alcanzaba 3.389,5 millones de euros. Con fecha 31 de diciembre de 2004, la deuda financiera neta de Gas Natural era de 2.650,1 millones de euros. Este aumento fue motivado fundamentalmente por las operaciones de adquisición realizadas en el segundo semestre del ejercicio 2004 (participaciones adicionales en Ceg, S.A., Ceg Rio, S.A., Grupo Smedigas, Grupo Nettis y compañías eólicas) debido a la evolución de los tipos de cambio para divisas diferentes del euro, y la adquisición en el mes de abril de 2005 del Grupo Dersa, así como la incorporación de su deuda.

- **Participación en los resultados de asociadas.** La participación de Gas Natural en los resultados de las sociedades asociadas descendió en 19,1 millones de euros (esto es, 36,2%) hasta 33,6 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 52,7 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Esta variación se debe, fundamentalmente, a la disminución de la participación de Gas Natural en Enagas y a la no inclusión de los resultados de Sociedad Gas Euskadi, S.A. desde el pasado mes de febrero de 2004. El resultado de no consolidar Sociedad Gas Euskadi, S.A. respecto al ejercicio anterior asciende a (2,6) millones de euros.
- **Resultados por la enajenación de activos no corrientes.** Los resultados extraordinarios generados por la enajenación de activos no corrientes aumentaron en 148,5 millones de euros (esto es un 201,5%) hasta 222,2 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 73,7 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Estos resultados se deben, fundamentalmente, a la enajenación durante el ejercicio 2005 de un 10,8% de la participación de Gas Natural en Enagas. En el mismo periodo del año anterior, la participación de Enagas vendida fue de 6,1%.
- **Impuesto sobre sociedades.** El Impuesto sobre Sociedades aumentó hasta 237,9 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 181,0 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Este incremento fue motivado por la aplicación de un tipo efectivo de gravamen del 28,0%, frente al 25,1% registrado en el mismo periodo del ejercicio anterior. El diferencial respecto del tipo general de gravamen obedece a las deducciones aplicadas, a los resultados de sociedades puestas en equivalencia, a créditos fiscales pendientes de compensar, así como a la aplicación de distintos regimenes de tributación de sociedades cuya actividad se desarrolla en otras jurisdicciones.
- **Resultado neto para dicho periodo intermedio.** El resultado neto se incrementó a 613 millones de euros durante los diez primeros meses del ejercicio 2005 con respecto a 540,9 millones correspondientes al mismo período del ejercicio 2004. Este incremento estuvo motivado por un aumento de 18,6 millones de euros en la cifra del resultado atribuible a los intereses minoritarios que, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2004, ascendió a 38,9 millones de euros, y en el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, alcanzó 57,5 millones de euros. Este incremento fue debido fundamentalmente a la

consolidación por integración global de las sociedades filiales brasileñas (Ceg,S.A. y Ceg Rio, S.A.).

- **Resultado de ejercicio atribuido a la sociedad dominante.** El beneficio atribuible al Grupo Gas Natural aumentó en 53,5 millones de euros (esto es, 10,7%) hasta 555,5 millones de euros durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2005, con respecto a 502,0 millones de euros correspondientes al mismo periodo del ejercicio 2004. Con respecto al porcentaje de ventas, el beneficio atribuible representó un 8,4% y 10,1% para los diez primeros meses de los ejercicios 2005 y 2004, respectivamente.

El apartado 12.1 del presente Capítulo VI describe con detalle el análisis de la Cuenta de Resultados Consolidada de Gas Natural por línea de actividad correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2004 y 2005.

20.7.3 Comentarios de variaciones más significativas de los Estados de Flujos de Efectivo a 31 de octubre bajo criterios NIIF

Durante los diez primeros meses del ejercicio 2005, Gas Natural ha utilizado el efectivo procedente de sus actividades ordinarias, así como aquel procedente de la financiación ajena y de los ingresos por la venta de activos no corrientes. Gas Natural ha utilizado tales fuentes de liquidez principalmente para inversiones. Los componentes principales del capital circulante son cuentas a cobrar y cuentas a pagar, y en menor medida, los inventarios. Las cuentas a cobrar son básicamente facturas de gas y electricidad de clientes pendientes de cobro, mientras que las cuentas a pagar son fundamentalmente pagos pendientes de los contratos de suministro de gas y de inversiones realizadas. Los inventarios consisten fundamentalmente en las existencias de gas mantenidas con arreglo a las necesidades operativas y a lo exigido por la regulación aplicable.

A continuación se detallan las principales variaciones experimentadas en el estado de flujos de efectivo durante los diez primeros meses del ejercicio 2005 respecto al mismo período del ejercicio anterior:

- (i) Con respecto a los flujos de efectivos de actividades ordinarias, Gas Natural generó un efectivo de 798,2 millones de euros en los primeros diez meses del ejercicio 2005, con respecto a 722,0 millones de euros generados en el mismo período del ejercicio anterior. Este incremento del 10,6% es el resultado, principalmente, del aumento en un 9,5% del beneficio de explotación que durante el periodo de referencia alcanzó 783,7 millones de euros, parcialmente compensado con una variación positiva del capital circulante, y el incremento en 67,4 millones de euros de los costes de amortización, ocasionado, básicamente, por la amortización de las plantas de ciclo combinado, por la amortización de los parques eólicos adquiridos en 2005, así como de las sociedades adquiridas en 2004.
- (ii) El flujo de efectivo correspondiente a actividades de inversión durante los diez primeros meses del ejercicio 2005 tuvo un flujo de salida por importe de 823,0 millones de euros, con respecto al flujo neto de salida de 931,4 millones de euros correspondiente a los diez primeros meses del ejercicio anterior. El efectivo aplicado a actividades de inversión, durante los diez primeros meses del ejercicio 2005, aumentó en un 3,7% hasta alcanzar 1.268,5 millones de euros con respecto a 1.223,2 millones de euros correspondiente al mismo periodo del año anterior. Este incremento está ligado, fundamentalmente, a la adquisición del Grupo Dersa en el mes de

abril de 2005 por importe de 272 millones de euros y al incremento en 86,8 millones de los gastos de capital asociados a la actividad de electricidad y necesarios para la operatividad de la planta de ciclo combinado de Arrúbal que tiene una capacidad de 800 MW y el desarrollo de las plantas de ciclo combinado de Cartagena y Plana de Vent que tienen una capacidad de 1.200 MW y 800 MW, respectivamente. Igualmente, este incremento fue causado por la expansión de las principales redes de distribución de gas. Este incremento en el flujo de efectivo durante los diez primeros meses del 2005 estuvo compensado por los mayores ingresos procedentes de las desinversiones llevadas a cabo durante ese periodo en el 2005, con respecto a los diez primeros meses del ejercicio 2004. En particular, durante los diez primeros meses del 2005, Gas Natural vendió el 10,8% de Enagas por importe de 338,7 millones de euros con respecto al 6,1% que fue vendido, por importe de 135,1 millones de euros, durante los diez primeros meses del ejercicio 2004.

- (iii) Con respecto a los flujos de efectivo por actividades de financiación, estos alcanzaron 82,7 millones de euros durante los diez primeros meses del ejercicio 2005, con respecto a 37,9 millones de euros correspondientes al mismo período del ejercicio anterior. Este flujo neto de entrada correspondiente a los diez primeros meses del ejercicio 2005 viene originado por los mayores dividendos pagados en dicho período con respecto al ejercicio anterior.

20.8 Política de dividendos

En cuanto a la política de dividendos de Gas Natural se describe con detalle en el apartado 4.1.7 del Capítulo IV del presente Folleto.

20.8.1 Importe de los dividendos por acción por cada ejercicio para el período cubierto por la información financiera histórica, ajustada si ha cambiado el número de acciones del emisor, para que así sea comparable

En la siguiente tabla se incluye, para los tres últimos ejercicios cerrados, las magnitudes necesarias para determinar los resultados por acción de dichos periodos.

<i>Cifras en millones de euros</i>	2004	2003	2002
Capital social	447,8	447,8	447,8
Resultado del ejercicio	633,9	568,5	805,9
Fondos Propios	4.643,2	4.307,6	3.992,7
Número de acciones	447.776.028	447.776.028	447.776.028
Resultado por acción	1,42	1,27	1,80
Valor teórico contable de las acciones	10,37	9,62	8,92
Dividendo por acción	0,71	0,6	0,4

20.9 Procedimientos judiciales y de arbitraje

Información sobre cualquier procedimiento gubernamental, legal o de arbitraje (incluidos los procedimientos que estén pendientes o aquellos que el emisor tenga conocimiento que le afectan), durante un período que cubra por lo menos los 12 meses anteriores, que puedan tener, o que hayan tenido en el pasado reciente, efectos significativos en el emisor y/o la posición o rentabilidad financiera del grupo, o proporcionar la oportuna declaración negativa.

Gas Natural es parte en litigios o procedimientos de muy distinta naturaleza y en los que incurre o ha incurrido en el desarrollo normal de sus negocios. Gas Natural dota las provisiones oportunas en sus estados financieros en función de cuál sea el nivel de probabilidad de las reclamaciones. Aunque Gas Natural estima que las provisiones dotadas son suficientes, podría ocurrir que el coste de las reclamaciones vigentes, así como de aquellas otras futuras, podría exceder del importe debidamente provisionado. No obstante, Gas Natural estima que la resolución de las reclamaciones pendientes no afectará de un modo adverso, ya sea individual o acumulativo, en los beneficios y situación financiera de Gas Natural.

A continuación se detallan los litigios y procedimientos más relevantes en los que Gas Natural es parte:

Procedimientos relacionados con la actividad y negocio del Grupo Gas Natural

(i) Arbitraje con Iberdrola

Una de las sociedades filiales de Gas Natural, Gas Natural Aprovisionamientos S. A., es parte en un procedimiento arbitral con Iberdrola. En este arbitraje, se está discutiendo la aplicación de la cláusula de revisión de precios prevista en el contrato de suministro suscrito por Gas Natural e Iberdrola. Con fecha 20 de junio de 2005, se cursó notificación a Gas Natural para comunicarle la apertura del procedimiento de arbitraje. En dicha notificación, no se hace constar el importe de la reclamación. Actualmente las partes se encuentran en el proceso de selección de árbitros.

(ii) Arbitraje con Atlantic GNL

Las compañías Atlantic LNG Trinidad y Tobago y Atlantic LNG 2/3 Trinidad y Tobago han informado a Gas Natural sobre la iniciación de un procedimiento de arbitraje en el que se discute la aplicación de las cláusulas de revisión de precios contenidas en los contratos de suministro suscritos con ambas compañías. El procedimiento no se ha iniciado por lo que no se ha determinado la cuantía.

(iii) Arbitraje con la República de Argentina

Gas Natural ha iniciado un arbitraje contra la República de Argentina ante “*International Center of Settlement of Investments Disputes*” (ICSID) reivindicando una mayor protección de las inversiones realizadas en Argentina. No obstante, el procedimiento se encuentra temporalmente suspendido.

(iv) Explosiones de gas

En los últimos dos años se han producido tres explosiones de gas relevantes en España en las localidades de Getafe, Tarragona y Santa Coloma de Gramenet, que han ocasionado víctimas y heridos así como daños materiales de consideración. A la fecha del presente Folleto, existen procedimientos penales abiertos en fase de diligencias previas sin que en ninguno se haya declarado la responsabilidad de Gas Natural, ni imputado a ninguno de sus empleados. Aunque la cuantía indemnizatoria que pudiera derivarse de la referida responsabilidad no ha sido determinada, Gas Natural considera, en base a los datos actualmente disponibles, que no afectaría de forma relevante a la situación patrimonial y financiera de la compañía, dada la estructura establecida en materia de seguros.

El Grupo Gas Natural tiene contratada una póliza de seguros que cubre sobradamente la cuantía que puedan abarcar tales responsabilidades derivadas de los expresados siniestros, asumiendo, en su caso y si fuera declarada penal/civilmente responsable, Gas Natural, a través de Natural Re, sociedad de reaseguro (participada 100% por Gas Natural), los primeros 500.000 euros de cobertura relativos al siniestro de Getafe, y aproximadamente los primeros 1.500.000 euros para cada uno de los siniestros ocurridos en Tarragona y Santa Coloma de Gramanet. Las cifras en exceso de dichas cuantías serían soportadas por la cobertura del reaseguro internacional. A la fecha del presente Folleto, y pese a que no se ha recibido ninguna reclamación concreta, las compañías aseguradoras están llevando a cabo los trámites periciales para determinar las causas y la cuantía total de los siniestros.

(v) *Reclamaciones fiscales en España*

Durante el periodo comprendido entre los años 1991 y 2002, la Agencia Estatal de Administración Tributaria ha iniciado varios procedimientos de inspección en relación con las declaraciones tributarias de Gas Natural (en particular, sobre el Impuesto de Sociedades, el Impuesto de la Renta de las Personas Físicas, Impuesto sobre el Valor Añadido y deducciones fiscales por actividades de exportación). Las inspecciones correspondientes a los ejercicios fiscales 1991 a 1998 han finalizado, y Gas Natural las ha recurrido. Gas Natural estima que parte de las cantidades reclamadas en concepto de tales reclamaciones podría disminuir. Por lo que se refiere a los procedimientos de inspección correspondientes a los ejercicios fiscales 1999 a 2002, se encuentran en la actualidad pendientes de resolución.

No obstante Gas Natural considera que las mencionadas reclamaciones fiscales así como los procedimientos de inspección abiertos no llevarán asociado un impacto significativo sobre Gas Natural dado que están provisionadas en sus cuentas anuales.

(vi) *Reclamaciones fiscales en Argentina*

Las autoridades fiscales argentinas han realizado una reclamación fiscal que asciende a 155 millones de pesos argentinos en relación con el tratamiento fiscal de las ganancias de capital en el periodo comprendido entre 1993 y 1997, derivadas de la transmisión de redes de distribución a la filial argentina de la Sociedad, Gas Natural BAN, S.A. Cabe destacar, no obstante, que Gas Natural ha impugnado la reclamación fiscal ante las autoridades de apelación competentes y estima obtener un resultado positivo de dicha impugnación.

(vii) *Compromisos de inversión y cobertura de clientes en México*

Gas Natural ha conferido garantías por un importe total de 41,5 millones de dólares con el objeto de asegurar sus compromisos de cobertura de clientes y de inversión adquiridos en los permisos de distribución para las zonas geográficas de Toluca, Distrito Federal, Bajío y Bajío Norte. Dichos compromisos de cobertura de clientes e inversión no se han cumplido íntegramente todavía, en particular, por lo que hace a la cobertura de clientes, lo que viene originado principalmente por diversas causas de fuerza mayor, entre ellas, el retraso en la construcción de las infraestructuras de transporte a construir por terceros necesarias para la gasificación de algunas de las zonas en las que se obtuvo el permiso de distribución, así como por las dificultades en la obtención de las licencias municipales para realizar las obras de canalización del gas. En cualquier caso, hay fundamentos para defender los casos de fuerza mayor ante dichos incumplimientos. En la actualidad, Gas Natural ha presentado a la autoridad regulatoria sendos

escritos haciendo valer las causas de fuerza mayor que le han impedido el cumplimiento con tales compromisos, no obstante, no hay ninguna certeza sobre si las autoridades decidirán ejecutar, de manera parcial las garantías conferidas, ni si estima que los permisos puedan quedar afectados. Ante el silencio de la autoridad, Gas Natural promovió un recurso ante un Tribunal Federal, habiendo obtenido la suspensión cautelar de la ejecución de las garantías.

(viii) *Contratos en Argelia*

Ha tenido lugar un intercambio de correspondencia con Sonatrach con respecto a ciertas diferencias en la interpretación de determinadas cláusulas de los contratos de suministro. Hasta el momento, no se ha iniciado ningún procedimiento legal.

(ix) *Arbitraje con Tejas Gas de Toluca de R.L de C.V.*

Con fecha 18 de enero de 2006, Gas Natural ha recibido notificación sobre una demanda arbitral interpuesta por Tejas Gas de Toluca S. de R.L. de C.V. (Tejas Gas) contra Gas Natural México S.A. de C.V. y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PEMEX). Tejas Gas presta el servicio de transporte a Gas Natural México y PEMEX en su carácter de comercializadores a través de un gasoducto construido para prestar el servicio de transporte en la zona de Toluca, el cual entró en operación en julio de 2003, habiéndose producido diferencias en la interpretación de los convenios celebrados por las partes. Por ello, Tejas Gas reclama a Gas Natural México y a PEMEX (cuya responsabilidad no es solidaria), el pago de las diferencias que, a su juicio, se le adeudan. La cantidad reclamada no está completamente detallada en el escrito de interposición; en cualquier caso, la reclamación se refiere a la diferencia de varios meses, cuyo importe neto acumulado se estima, a 31 de diciembre de 2005, en 1,7 millones de dólares. Gas Natural no ha provisionado este importe en sus cuentas anuales.

(x) *Procedimiento sancionador de la Comunidad de Madrid*

La segregación de la rama de actividad de distribución a favor de Gas Natural Distribución SDG, S.A. fue comunicada a las Comunidades Autónomas competentes conforme al art. 67.1 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos (a la Comunidad Autónoma de Madrid con fecha 26 de octubre de 2005). La Comunidad de Madrid notificó el 21 de noviembre de 2005 la incoación de un procedimiento sancionador por (i) no haber solicitado autorización previa a la segregación y, (ii) por no estar inscrita Gas Natural Distribución SDG, S.A. en el Registro Administrativo del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (inscripción obtenida con fecha 22 de diciembre de 2005). El procedimiento está en tramitación y el acuerdo de iniciación del procedimiento ha indicado que la sanción máxima a imponer por las dos imputaciones sería de 3,6 millones de euros. Tal y como se describe a continuación, Endesa ha interpuesto un recurso de alzada contra la resolución de la Comisión Nacional de Energía que autoriza la segregación de filiales y aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución.

(xi) *Expedientes sancionadores abiertos por el Servicio de Defensa de la Competencia*

El Servicio de Defensa de la Competencia ha abierto determinados expedientes sancionadores a Gas Natural por posible infracción de la normativa de competencia. Gas Natural considera que la resolución de los mismos, pese a que pueda ser desfavorable, no afectaría de modo adverso a la actividad o situación financiera del Grupo Gas Natural.

Procedimientos relacionados con la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa

A continuación se detallan las acciones legales iniciadas por Endesa y Gas Natural con relación a la Oferta.

(i) Acciones legales de Endesa

Procedimientos relacionados con decisiones de la Comisión Nacional del Mercado de Valores

Recurso contencioso-administrativo interpuesto por Endesa con motivo de la suspensión de cotización de sus acciones y la Oferta Pública de Adquisición de acciones formulada por Gas Natural

Con fecha 15 de septiembre de 2005, la representación procesal de Endesa interpuso un recurso contencioso-administrativo contra el acuerdo del Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores de 5 de septiembre de 2005 por el que se ratificó la suspensión cautelar, acordada en ese día, de la cotización de las acciones de Endesa al amparo de lo establecido en el artículo 33 de la Ley del Mercado de Valores y el artículo 13 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores. Igualmente, se solicitó la medida cautelarísima al amparo del artículo 135 de la Ley de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa y subsidiariamente la medida cautelar ordinaria consistente en suspender la tramitación del procedimiento de autorización de la Oferta, así como las consecuencias inherentes a dicha tramitación, comprendida la aplicación al órgano de administración de Endesa de la limitación a su actuación prevista en el artículo 14.1 del citado Real Decreto 1197/1991. En virtud de auto de fecha 8 de noviembre de 2005, la Sección Sexta de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional denegó la suspensión solicitada, siguiendo el recurso su tramitación.

Recurso contencioso-administrativo interpuesto por Endesa con relación a la carta de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y al deber de pasividad del Consejo de Administración de Endesa.

La representación procesal de Endesa interpuso con fecha 16 de septiembre de 2005 un recurso contencioso administrativo contra el acuerdo de fecha 8 de septiembre de 2005 del Comité Ejecutivo de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, notificado a Endesa mediante carta de 12 de septiembre de 2005 firmada por el Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Se solicitó la adopción de la medida cautelar de suspensión de acuerdo con el artículo 135 de la Ley de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa. En virtud de auto de fecha 10 de noviembre de 2005, la Sección Sexta de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional acordó la adopción de la medida cautelar de suspensión solicitada. Gas Natural interpuso recurso de súplica el 18 de noviembre de 2005 contra el auto de 10 de noviembre de 2005 de la Audiencia Nacional. El órgano judicial mediante auto de 22 de enero de 2006 ha confirmado la resolución recurrida. El recurso ha sido desestimado.

Denuncia de Endesa ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores y Servicio de Defensa de la Competencia, contra la Caixa, con solicitud expresa de incoación de expediente sancionador.

Con fecha 30 de noviembre de 2005, Endesa presentó una denuncia contra la Caixa con solicitud expresa de apertura de expediente sancionador por el incumplimiento

de la Caixa de formular una Oferta Pública de Adquisición de acciones de acuerdo con el artículo 60 de la Ley del Mercado de Valores y el artículo 3.6 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores. Con fecha 23 de febrero de 2006, el Consejo de la Comisión Nacional del Mercado de Valores decidió, por mayoría de sus miembros, archivar la denuncia presentada por Endesa contra la Caixa.

Igualmente se presentó una denuncia ante el Servicio de Defensa de la Competencia por el incumplimiento en materia de defensa de la competencia.

Procedimientos relacionados con decisiones de la Comisión Nacional de Energía

Recurso de alzada interpuesto por Endesa ante el Ministro de Industria, Turismo y Comercio contra la resolución de la Comisión Nacional de Energía en relación con la autorización para la segregación en filiales y aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución

Endesa presentó un recurso de alzada ante el Ministro de Industria, Turismo y Comercio contra la resolución de la Comisión Nacional de Energía de fecha 8 de noviembre de 2005 en la que dicho organismo, en cumplimiento de la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, autorizó a Gas Natural para la toma de participación en el capital social de Endesa y para la segregación en filiales de las ramas de actividad de distribución y transporte de gas, alegando, entre otros motivos, la nulidad de la acumulación de la autorización de ambos procedimientos, basándose en que la autorización de las operaciones de segregación ha de ser previa a la autorización de la toma de participación en el capital social de Endesa que resulte de la liquidación de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa. Con fecha 16 de febrero de 2006, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio desestimó el mencionado recurso de alzada.

Recurso contencioso-administrativo interpuesto por Endesa contra la resolución de la Comisión Nacional de Energía por vulneración de derechos fundamentales

Con fecha 23 de noviembre de 2005 la representación procesal de Endesa interpuso ante la Audiencia Nacional un recurso contencioso-administrativo contra la resolución de la Comisión Nacional de Energía de fecha 8 de noviembre de 2005, anteriormente explicada, al amparo del artículo 114 y siguientes de la Ley Reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa, por entender que dicha resolución vulnera el derecho fundamental del artículo 14 de la Constitución Española de igualdad y no discriminación. La Sala ha celebrado una vista el 10 de febrero de 2006 para decidir sobre la admisión o inadmisión del recurso. Endesa solicitó la acumulación del presente procedimiento con el que se describe a continuación. Con fecha 13 de febrero de 2006, la Audiencia Nacional acordó inadmitir el recurso interpuesto por Endesa.

Recurso contencioso-administrativo interpuesto por Endesa contra determinadas decisiones de la Comisión Nacional de Energía por vulneración de derechos fundamentales

Con fecha 31 de octubre de 2005, Endesa interpuso ante la Audiencia Nacional un recurso contencioso-administrativo por una presunta violación de derechos fundamentales con relación a determinadas decisiones adoptadas por la Comisión Nacional de Energía. En dicho recurso, Endesa solicitaba la impugnación de: (i) el tratamiento confidencial de cierta documentación presentada por Gas Natural a la Comisión Nacional de Energía; y asimismo (ii) la acumulación de la Oferta con la

reestructuración del negocio propuesta por Gas Natural en relación con la segregación de su actividad de distribución; y (iii) la resolución de la Comisión Nacional de Energía por la que se otorga a Endesa un plazo de 10 días para formular alegaciones en el expediente de autorización de la toma de participación de Gas Natural en el capital social de Endesa.

Asimismo, Endesa solicitaba la suspensión cautelar del procedimiento ante la Comisión Nacional de Energía, frente a lo cual Gas Natural se opuso por considerar que no existía violación alguna de derechos fundamentales. Con fecha 3 de noviembre de 2005, la Audiencia Nacional desestimó la solicitud de medidas cautelares solicitadas por Endesa.

Con fecha 7 de noviembre de 2005, Endesa interpuso un nuevo recurso ante la Audiencia Nacional reiterando la solicitud de suspensión cautelar del plazo para que la Comisión Nacional de Energía dictara resolución y una prórroga adicional de 10 días para la presentación de nuevas alegaciones. La Audiencia Nacional desestimó tal recurso.

El Fiscal ha entendido que las medidas cautelares han perdido su objeto ya que la Comisión Nacional de Energía ha dictado resolución sobre el fondo, y la Sala ha dado traslado a las partes para que manifiesten su opinión.

La Audiencia Nacional ha celebrado una vista el 10 de febrero de 2006 para decidir sobre la admisión o inadmisión del recurso. Con fecha 13 de febrero de 2006, la Audiencia Nacional acordó inadmitir el recurso interpuesto por Endesa.

Procedimientos relacionados con el acuerdo de Gas Natural e Iberdrola

Demanda de Endesa por prácticas colusorias contra Gas Natural e Iberdrola.

Con fecha 25 de noviembre de 2005, Endesa presentó una demanda ante los Juzgados de lo Mercantil de Madrid contra Iberdrola y Gas Natural alegando que tanto el acuerdo de venta de activos suscrito entre Iberdrola y Gas Natural como la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa son contrarios a derecho. Para ello, Endesa alega que el acuerdo entre Iberdrola y Gas Natural y la Oferta son nulos de pleno derecho en virtud del artículo 81.1 del Tratado de la Comunidad Europea, al entender que existen prácticas colusorias entre Iberdrola y Gas Natural. La declinatoria por falta de jurisdicción presentada por Gas Natural ha sido desestimada.

Con fecha 22 de septiembre de 2005, Endesa había requerido ante los Juzgados de lo Mercantil de Barcelona la práctica de diligencias preliminares solicitando la exhibición del acuerdo de venta de activos suscrito con Iberdrola. El 24 de noviembre de 2005 Endesa desistió de dichas diligencias.

Demanda de Endesa por asistencia financiera contra Gas Natural e Iberdrola.

Con fecha 3 de enero de 2006, Endesa presentó una demanda ante los Juzgados de lo Mercantil de Madrid contra Iberdrola y Gas Natural alegando la existencia de asistencia financiera, prohibida por el artículo 81.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas. Para ello, Endesa alega que el acuerdo suscrito entre Iberdrola y Gas Natural tiene por objeto hacer frente al pago de las obligaciones que ha adquirido Gas Natural en el contrato de préstamo. Endesa ha solicitado que el Juzgado acuerde como medida cautelar que Gas Natural no pueda destinar el precio que se obtenga por la enajenación de los activos de Endesa a garantizar la

devolución de las cantidades percibidas por Gas Natural en virtud del contrato de préstamo con las entidades financieras.

Con fecha 20 de septiembre de 2005, Endesa había requerido ante los Juzgados de Primera Instancia de Barcelona la práctica de diligencias preliminares solicitando la exhibición del acuerdo de venta de activos suscrito con Iberdrola y los acuerdos de financiación de Gas Natural. El 23 de noviembre de 2005 Endesa desistió de dichas diligencias.

Procedimientos relacionados con las decisiones de la Comisión Europea y del Consejo de Ministros

Impugnación de la decisión de la Comisión Europea por parte de Endesa

Con fecha 29 de noviembre de 2005, Endesa interpuso un recurso ante el Tribunal de Primera Instancia de las Comunidades Europeas solicitando la impugnación de la decisión de la Comisión Europea que reconoce la competencia de las autoridades españolas de defensa de la competencia para analizar la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa. Endesa, en el citado recurso, ha solicitado la concesión de las siguientes medidas cautelares: (i) la suspensión cautelar de la decisión de la Comisión Europea, y (ii) que la Comisión Europea ordene a las autoridades españolas de defensa de la competencia la suspensión cautelar del análisis de la Oferta hasta que el Tribunal de Primera Instancia se pronuncie sobre dicho recurso.

El Tribunal de Primera Instancia de las Comunidades Europeas mediante auto de 1 de febrero de 2006 ha resuelto desestimar la solicitud de Endesa de medidas cautelares.

El Tribunal de Primera Instancia de las Comunidades Europeas ha señalado una vista el 9 de marzo de 2006 para decidir sobre la admisión o inadmisión del recurso interpuesto por Endesa.

Se puede producir la consumación de la Oferta antes de que la Comisión Europea adopte una decisión. No obstante, Gas Natural podría tener suspendidos los derechos políticos de las acciones de Endesa, incluidos los derechos de voto, pese a que adquiera la mayoría de las acciones de Endesa, hasta que la Comisión Europea emita una resolución sobre el asunto. Si la Comisión Europea estableciese que tiene competencia para analizar la operación, podría no autorizarla, y en caso de haberse consumado la Oferta y haber adquirido Gas Natural el control sobre Endesa, la Comisión Europea podría obligar a Gas Natural a vender su participación en Endesa.

Recurso contencioso-administrativo interpuesto por Endesa contra el Acuerdo del Consejo de Ministros

Con fecha 9 de febrero de 2006, Endesa, la Asociación de Accionistas Minoritarios de Empresas Energéticas y la Federación Unión de Consumidores Europeos (Euroconsumo) interpusieron un recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Supremo contra la decisión del Consejo de Ministros autorizando la operación y solicitaron como medida cautelarísima la suspensión inmediata de dicha decisión. Con fecha 14 de febrero de 2006, el Tribunal Supremo desestimó la solicitud de medidas cautelarísimas de Endesa.

Adicionalmente Endesa solicitó como medida cautelar la suspensión de la decisión del Consejo de Ministros, así como la suspensión de la eficacia de los derechos

políticos, incluyendo los derechos de voto, que, una vez consumada la Oferta, Gas Natural podría ostentar sobre Endesa, todo ello hasta que el Tribunal Supremo alcance una decisión sobre el fondo del asunto.

En el supuesto de que el Tribunal Supremo decida suspender la eficacia de la decisión del Consejo de Ministros hasta que se pronuncie sobre el fondo del asunto, el curso de la Oferta podría quedar afectado de un modo negativo puesto que el periodo estimado para una decisión final del Tribunal Supremo sobre el fondo del asunto podría oscilar entre dos y tres años.

(ii) *Acciones legales de Gas Natural*

Demanda de Gas Natural por las declaraciones vertidas por los miembros del Consejo de Administración de Endesa

Con fecha 2 de noviembre de 2005, Gas Natural presentó una demanda ejercitando una acción de jactancia ante el Juzgado de Primera Instancia número 45 de Madrid contra D. Manuel Pizarro Moreno, Presidente de Endesa, D. Rafael Miranda Robredo, Consejero Delegado de Endesa, y D. Alberto García-Andrade, Consejero de Endesa, con relación a determinadas declaraciones que realizaron contra Gas Natural y que esta considera injuriosas para la propia compañía y la propia Oferta. Gas Natural ha solicitado del Juzgado de Primera Instancia que: (i) obligue a los representantes de Endesa a emprender, en un periodo breve de tiempo, las acciones legales que consideren necesarias por las presuntas incorrectas actuaciones llevadas a cabo contra Gas Natural, y (ii) que prohíba a los representantes de Endesa la realización de declaraciones similares en el supuesto de que no se emprendan acciones legales al respecto. En este sentido, se celebrará una audiencia ante el Juzgado de Primera Instancia en la que las partes realizarán sus respectivas alegaciones preliminares y harán la proposición de prueba para su vista en juicio oral.

El Juzgado de Primera Instancia tiene dos opciones: (1) conceder las medidas solicitadas, en cuyo caso, Endesa deberá, en el periodo de tiempo indicado por el Juzgado de Primera Instancia, emprender acciones legales, o en caso contrario, si tales acciones no son interpuestas, los representantes de Endesa no podrán formular declaración alguna contra Gas Natural; o (2) denegar las medidas solicitadas, en cuyo caso, Gas Natural tan sólo podría impugnar tal decisión ante la Audiencia Provincial de Barcelona. Con fecha 21 de diciembre de 2005, Endesa presentó declinatoria invocando la falta de jurisdicción del Juzgado de Primera Instancia de Barcelona.

Gas Natural se ha allanado parcialmente a la pretensión de Endesa, que entendía que la competencia para conocer del asunto corresponde a los juzgados de lo mercantil. En consecuencia, se ha acordado mediante auto el cierre sin costas de este procedimiento.

Demanda formulada por Gas Natural para el ejercicio de una acción por daños y perjuicios

Con fecha 21 de noviembre de 2005, Gas Natural presentó una demanda ante el Juzgado de lo Mercantil de Madrid contra los Consejeros de Endesa. Gas Natural reclama una indemnización con el objeto de compensar los daños provocados por la vulneración del deber de diligencia y por la infracción del deber de pasividad de los miembros del Consejo de Administración de Endesa. Dicha demanda se encuentra actualmente pendiente de resolución.

Demanda de Gas Natural por incumplimiento del deber de pasividad

Con fecha 27 de diciembre de 2005, Gas Natural presentó ante el Juzgado de lo Mercantil número 1 de Barcelona una demanda contra Endesa por la vulneración del deber legal de pasividad contemplado en el artículo 14 del Real Decreto 1197/1991 de 26 de julio sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores. Gas Natural estima que Endesa ha incumplido el deber legal de pasividad llevando a cabo actuaciones como la subasta de activos inmobiliarios, la realización de campañas publicitarias, la posible distribución de un dividendo a cuenta extraordinario y la alteración de la política de dividendos. La vista para resolver sobre la solicitud de medidas cautelares tuvo lugar el 30 de enero de 2006.

En la vista para resolver sobre las medidas cautelares, Gas Natural requirió del Juez, de un lado, la suspensión de la campaña de publicidad, y de otro, la suspensión temporal del punto del orden del día de la Junta General de accionistas que tendrá lugar el día 24 de febrero de 2006, relativo al reparto de dividendos, por entender que ambas actuaciones son extraordinarias y tratan de encubrir una medida contra la Oferta. Con fecha 13 de febrero de 2006, el Juzgado ha dictado un auto por el que se desestima la solicitud de medidas cautelares antes citada, siguiendo el juicio su tramitación.

Denuncia de Gas Natural ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores contra los miembros del Consejo de Administración de Endesa con petición expresa de incoación de expediente sancionador.

Con fecha 16 de diciembre de 2005, Gas Natural ha presentado ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores una denuncia con petición expresa de apertura de expediente sancionador contra los miembros del Consejo de Administración de Endesa por la posible infracción de la normativa del mercado de valores como consecuencia de la realización de actuaciones que tienen por objetivo perturbar el normal desarrollo de la Oferta. Esta denuncia está en proceso de tramitación.

20.10 Cambios significativos en la posición financiera o comercial de la Sociedad

Desde el 31 de octubre de 2005, siendo esta la fecha de los últimos estados financieros auditados del Grupo Gas Natural, no se ha producido ningún cambio significativo en la posición financiera o comercial del Grupo Gas Natural, excepto por el anuncio del dividendo a cuenta y posterior pago con fecha 10 de enero de 2006 de 0,31 euros brutos por acción por un importe total de 138,8 millones de euros.

21. INFORMACIÓN ADICIONAL

21.1 Capital Social

La siguiente información a partir de la fecha del balance más reciente incluido en la información financiera histórica:

21.1.1 Importe del capital emitido, y para cada clase de capital social

La siguiente información se refiere a la fecha de aprobación de este Folleto:

- El capital social de Gas Natural está constituido por 447.776.028 acciones representadas por medio de anotaciones en cuenta de 1 euro de valor

nominal cada una, totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

- El Consejo de Administración de Gas Natural, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2002 fue autorizado para aumentar el capital social como máximo en 223.888 miles de euros dentro del plazo de cinco (5) años, mediante desembolso dinerario y en una o varias ampliaciones sin necesidad de nueva autorización. A la fecha del presente Folleto, el Consejo de Administración no ha hecho uso de esta autorización.
- La totalidad de las acciones de Gas Natural están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales españolas (Barcelona, Bilbao, Madrid y Valencia), cotizan en el mercado continuo y forman parte del SIBE.
- La cotización a fin del ejercicio 2004 de las acciones de Gas Natural se situó en 22,76 euros. Asimismo, la sociedad del Grupo Gas Natural, Gas Natural BAN, S.A., tiene admitidas a cotización en la Bolsa de Buenos Aires (Argentina) 159.514.583 acciones que representan el 49% de su capital social.

21.1.2 Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones

Todas las acciones son representativas del capital social.

21.1.3 Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales

Gas Natural no posee acciones en autocartera, ni directamente, ni a través de sociedades filiales.

Por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 14 de abril de 2004, el Consejo de Administración fue autorizado para que en un plazo no superior a los dieciocho meses pudiera adquirir a título oneroso en una o varias veces, hasta un máximo del 5% del capital social, acciones de Gas Natural que estén totalmente desembolsadas, fijando el precio mínimo y máximo de adquisición.

21.1.4 Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción

Ni Gas Natural ni ninguna de sus filiales han emitido valores convertibles ni canjeables en acciones de Gas Natural.

El Consejo de Administración de Gas Natural, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2002 fue autorizado para que, en el plazo máximo de cinco (5) años pueda emitir títulos de renta fija no convertibles en acciones, representativos de una deuda, bonos, pagarés, obligaciones simples, hipotecarias o garantizadas hasta un total de 1.000.000 miles de euros. Hasta la fecha del presente Folleto, el Consejo de Administración de Gas Natural no ha hecho uso de la citada autorización.

21.1.5 Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital

No aplicable

21.1.6 Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones

Gas Natural no ha otorgado ninguna opción de compra o suscripción que esté vigente sobre sus acciones.

Por otra parte, Gas Natural es propietario del 50% del capital social de Central Térmica La Torrecilla, S.A. El restante 50% del capital social de dicha sociedad es propiedad de Sufi S.A y Oroalda S.L. Con respecto a este último 50%, Gas Natural tiene un derecho irrevocable de compra concedido por los otros dos accionistas que, a su vez, tienen un derecho irrevocable de venta sobre el citado 50%. El precio por el ejercicio de dichas opciones recíprocas de compra y de venta es de 20 millones de euros. Dichas opciones solamente podrán ejercitarse en un único acto, y será necesario, con carácter previo al ejercicio de las mismas, que se hayan obtenido todos los permisos y licencias necesarios para la construcción de la Central Térmica (incluidas las líneas de agua, gas y electricidad, de manera que sea posible la explotación), así como ejercitar la opción de compra sobre el terreno propiedad de Sufi, S.A. sobre el que se ubicaría la Central Térmica. No hay plazo establecido para el ejercicio de dichas opciones pero cualquiera de las partes puede desistir en caso de que se evidencie la inviabilidad del proyecto.

21.1.7 Historial del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el período cubierto por la información financiera histórica

No se han producido cambios en el capital social de Gas Natural desde el 1 de enero de 2002.

21.2 Estatutos y escritura de constitución

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

Gas Natural, tiene por objeto social el contenido en el apartado 1.2 del Capítulo I de este Folleto.

Los estatutos de Gas Natural pueden encontrarse en el domicilio social de Gas Natural, en la Comisión Nacional del Mercado de Valores y en la página web de Gas Natural.

21.2.2 Breve descripción de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativa a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión

Estatutos

Los Estatutos de Gas Natural establecen que:

- El artículo 41 de los Estatutos Sociales de Gas Natural fija en 10 el número mínimo y en 20 el número máximo de miembros del Consejo de Administración. La Junta General de Accionistas celebrada el 23 de junio de 2003 estableció en 17 el número de miembros del Consejo de Administración de Gas Natural. El secretario y el vicesecretario del Consejo de Administración no tienen la condición de consejeros.
- Para ser nombrado miembro del órgano de administración no se requiere la calidad de accionista, pudiendo serlo tanto personas físicas como jurídicas.
- No pueden ser miembros del órgano de administración las personas declaradas incompatibles por la legislación vigente en cada momento.
- Los miembros del órgano de administración ejercerán su cargo durante el plazo de tres años y podrán ser reelegidos una o más veces por periodos de igual duración.
- La remuneración del Consejo de Administración consistirá en un 10% del beneficio bruto anual como máximo, determinándose dentro de dicho límite, en proporción al número de consejeros en ejercicio. Dicha remuneración sólo podrá ser deducida de los beneficios líquidos después de estar cubiertas las reservas legales y estatutarias y de haber reconocido a las acciones ordinarias un dividendo no inferior al 4% de su valor nominal. El Consejo de Administración podrá distribuirla entre sus miembros según propio acuerdo.
- No se prevén mayorías reforzadas distintas a las previstas con carácter general en el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas para la adopción de acuerdos por el Consejo de Administración.
- El Consejo de Administración podrá designar de su seno una o más Comisiones Ejecutivas y nombrar uno o varios Consejeros Delegados, así como delegarles, con carácter temporal o permanente, todas o parte de las funciones, excepto aquéllas que, legalmente, o por acuerdo de la Junta General, fueran de exclusiva competencia de esta, o indelegables del Consejo.

Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones

El Consejo de Administración de Gas Natural en su reunión del 24 de marzo de 2004 aprobó el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones de conformidad con lo previsto en el artículo 115 de la Ley del Mercado de Valores. Dicho Reglamento se mantiene vigente, sin modificación alguna hasta la fecha.

El Reglamento del Consejo tiene por objeto determinar los principios de actuación del Consejo de Administración de Gas Natural y de las Comisiones de éste, las reglas básicas de su organización y funcionamiento, y las normas de conducta de sus miembros, así como su régimen de supervisión y control, con el fin de alcanzar el mayor grado de eficiencia posible y optimizar su gestión, siendo los aspectos más relevantes los siguientes:

- Conforme a lo dispuesto en la Ley y en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración es el máximo órgano de administración y representación de Gas Natural estando facultado, en consecuencia, para realizar los actos que

resulten necesarios para el cumplimiento del objeto social previsto en los Estatutos, maximizando, en todo caso, el valor de la empresa. Será de su competencia, en particular: (i) determinar las orientaciones estratégicas y los objetivos económicos de la sociedad y acordar, a propuesta de la alta dirección, las medidas oportunas para su logro; (ii) asegurar la viabilidad futura de la sociedad y su competitividad así como la existencia de una dirección y liderazgo adecuados, quedando el desarrollo de la actividad empresarial expresamente sometido a su control; y (iii) aprobar los códigos de la sociedad así como desarrollar las facultades previstas en el artículo 5 del Reglamento del Consejo.

- En el desempeño de sus funciones, el Consejo de Administración establecerá cuantos sistemas de supervisión sean necesarios para garantizar el control de las decisiones de sus miembros, su conformidad con el interés social y velar por los intereses de los accionistas minoritarios.
- En el ámbito del Mercado de Valores, el Consejo de Administración adoptará y ejecutará cuantos actos y medidas sean necesarios para asegurar la transparencia de las actuaciones de Gas Natural ante los mercados financieros, promover una correcta formación de los precios de las acciones de Gas Natural, supervisar las informaciones públicas periódicas de carácter financiero y desarrollar cuantas funciones vengan impuestas por el carácter de la sociedad como sociedad cotizada. Gas Natural dispondrá de un Código Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores, que deberá ser observado por los miembros del Consejo, la alta dirección de la Sociedad y el resto de personal cuya actuación se relacione o pueda relacionarse con dicho Mercado.
- Conforme al Reglamento del Consejo, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en el artículo 41 de los Estatutos Sociales y sin perjuicio de la facultad de propuesta que corresponde a los accionistas, el Consejo de Administración propondrá a la Junta General el número de Consejeros que en cada momento estime oportuno en consideración a los intereses de Gas Natural. A la Junta corresponderá la determinación de su número. En la propuesta formulada por el Consejo a la Junta, pondrán incluirse Consejeros de las siguientes categorías, que no tendrán carácter limitativo:
 - (i) Consejeros Internos Ejecutivos: con competencias ejecutivas o con funciones de alta dirección de Gas Natural. Su número no podrá exceder de 3;
 - (ii) Consejeros Externos Dominicales: propuesto por quienes sean titulares de participaciones significativas estables en el capital de Gas Natural; y
 - (iii) Consejeros Externos Independientes: no incluidos en las dos categorías anteriores.
- A los efectos anteriores, de acuerdo con el Reglamento del Consejo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Independientes: (i) quienes tengan o hayan tenido recientemente, relación de trabajo, comercial o contractual, directa o indirecta, y de carácter significativo, con la sociedad, sus directivos, los consejeros dominicales o sociedades del grupo que les propuso a estos para el cargo; (ii) quienes sean Consejeros de otra sociedad cotizada que haya propuesto consejeros dominicales en Gas Natural; o (iii) quienes tengan relación de parentesco próximo por consanguinidad o

afinidad con los consejeros ejecutivos, consejeros dominicales o miembros de la alta dirección de Gas Natural.

- El Consejo se reunirá un mínimo de 6 veces al año y a iniciativa del Presidente, cuantas veces éste lo estime oportuno para el buen funcionamiento de Gas Natural. En todo caso, la convocatoria será obligatoria cuando lo solicite al menos un tercio de los consejeros.
- Todos los Consejeros tienen los mismos derechos, deberes y responsabilidades, excepto el presidente que cuenta con voto dirimente en caso de empate.
- El Consejo de Administración aprobará y hará público con carácter anual un Informe de Gobierno Corporativo, que será remitido a la Comisión Nacional del Mercado de Valores para su publicación como hecho relevante.
- Al Presidente del Consejo de Administración le corresponde el impulso y la dirección de las actividades de Gas Natural, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y el Consejo de Administración. El Presidente del Consejo asumirá la presidencia de todos los órganos de gobierno y administración de la Sociedad, la representación institucional de los mismo y la ejecución de los acuerdos del propio Consejo y de la Comisión Ejecutiva. El Consejo podrá designar entre sus Consejeros a un Vicepresidente por delegación, ausencia o enfermedad y cuando lo considere oportuno el mismo Presidente.
- Se nombrará un Secretario del Consejo de Administración que no necesitará ser Consejero. Asimismo podrá nombrarse un Vicesecretario, que no necesitará ser Consejero, para que asista al Secretario del Consejo de Administración o le sustituya en el desempeño de sus funciones en caso de ausencia o imposibilidad.
- El Reglamento regula los derechos y deberes de los Consejeros, entre ellos su deber de abstención en caso de conflictos ocasionales de interés y la limitación para ejercer determinadas actividades que puedan suponer conflictos de interés con Gas Natural y los deberes de lealtad, fidelidad, secreto y diligencia.
- Los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar su correspondiente dimisión en los siguientes casos: (i) cuando los Consejeros Internos cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese asociado su nombramiento como Consejero; (ii) cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en el Reglamento; (iii) cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de Gas Natural; y (iv) cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales. Una vez producido el cese en el desempeño de su cargo, no podrá prestar servicios en una entidad competidora durante el plazo de dos años, salvo que el Consejo de Administración le dispense de esta obligación o disminuya su duración.

Comisiones

El Reglamento del Consejo prevé la posibilidad de constitución de las siguientes Comisiones: Comisión Ejecutiva, Comisión de Auditoría y Comisión de Nombramientos y Retribuciones, habiéndose constituido las tres.

En el apartado 16.3 de este Folleto se contiene una descripción de las funciones asignadas, según el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de administración y sus Comisiones a la Comisión de Auditoría y a la Comisión de Nombramiento y Retribuciones.

Reglamento Interno de Conducta

Finalmente, en cumplimiento de lo dispuesto en el Real Decreto 629/1993, de 3 de mayo, sobre normas de actuación en los mercados de valores y registros obligatorios, el Consejo de Administración de Gas Natural, en su sesión celebrada el 29 de julio de 2003, aprobó un Reglamento Interno de Conducta (modificado el 23 de junio de 2004) que contiene las normas de actuación en relación con los valores emitidos por Gas Natural que se negocien en mercados organizados.

Dicho Reglamento entró en vigor el 30 de julio de 2003. El Reglamento contiene, entre otros aspectos, reglas sobre confidencialidad de la información, operaciones de las personas incluidas en su ámbito, política de autocartera, comunicaciones de hechos relevantes y conflictos de interés.

Comisión Ejecutiva de Gas Natural

El Consejo de Administración de Gas Natural, con arreglo a sus Estatutos Sociales, ha delegado permanentemente todas sus funciones en una Comisión Ejecutiva.

Es competencia específica de la Comisión Ejecutiva el seguimiento continuo de la alta dirección de Gas Natural, así como cualquier otra competencia correspondiente al Consejo de Administración (que mantiene una competencia concurrente respecto de las mismas), salvo:

- aquellas consideradas legal o institucionalmente indelegables;
- la aprobación del Plan Estratégico del Grupo y de sus Presupuestos Anuales;
- la aprobación y modificación del Reglamento del Consejo de Administración;
- el nombramiento, retribución, y, en su caso, destitución de los miembros de la Alta Dirección;
- la concesión de fianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo;
- la cesión de derechos sobre el nombre comercial, marcas y patentes;
- la determinación de las políticas de información y comunicación con los accionistas, los mercados y la opinión pública y la aprobación del Informe Anual de Gobierno Corporativo;
- la determinación del contenido de la página web corporativa de Gas Natural;
- la aprobación de la política en materia de autocartera; y

- cualquier decisión sobre operaciones que entrañen la adquisición y disposición de activos sustanciales de Gas Natural.

En el apartado 1.3 del Capítulo I del presente Folleto se detalla la composición actual de la Comisión Ejecutiva del Consejo de Administración de Gas Natural.

21.2.3 Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existentes.

Todas las acciones representativas del capital social de Gas Natural son de la misma clase y serie y tienen por tanto los mismos derechos. En el apartado 2.2 del Capítulo VII del presente se describen los derechos que corresponden a las acciones ordinarias de Gas Natural.

21.2.4 Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más exigentes que las que requiere la ley

Las modificaciones de los derechos de los titulares de las acciones requerirán la oportuna modificación estatutaria, que, en caso de afectar a una sola parte de las acciones y suponga un trato discriminatorio entre las mismas, deberá ser aprobado por la mayoría de las acciones afectadas. Los estatutos de Gas Natural no recogen especialidad alguna en este particular respecto a lo establecido por el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

21.2.5 Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión

De acuerdo con los Estatutos Sociales, la convocatoria de la Junta la realizará el Consejo de Administración cuando lo estime necesario o a propuesta de accionistas que ostente al menos el cinco por ciento del capital social, en el plazo de treinta días desde que se produzca la solicitud, de no atenderse la petición de los accionistas cabrá la convocatoria por el Juez de Primera Instancia del domicilio social. La Junta General Ordinaria debe reunirse necesariamente dentro del primer semestre de cada año natural, para censurar la gestión social, aprobar las cuentas anuales y resolver sobre la aplicación del resultado, sin perjuicio de su competencia para tratar y acordar sobre cualquier otro asunto que figure en el orden del día.

El anuncio de convocatoria se publicará en uno de los diarios de mayor circulación en la provincia donde se encuentre el domicilio social y en el Boletín Oficial del Registro Mercantil con una antelación mínima de treinta (30) días y en el mismo se incluirán las referencias exigidas por la ley y se hará constar la información puesta a disposición de los accionistas y la forma de acceder a ella.

El derecho a asistir a la Junta se limita a los accionistas que, de formar individualizada o agrupadamente sean titulares de al menos 100 acciones, previa acreditación de este hecho mediante la oportuna tarjeta de asistencia.

Todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, que deberá ser accionista, con igual derecho de asistencia, dando cuenta a la Sociedad de la representación conferida con tres días de antelación, cuando menos, a la fecha de celebración de la reunión. La representación deberá conferirse por escrito y con carácter especial para cada Junta, salvo lo dispuesto en el artículo 108 del Texto Refundido de la Ley de

Sociedad Anónimas. La representación será siempre revocable. La asistencia personal a la Junta del representado tendrá valor de revocación.

No se prevén mayorías reforzadas distintas a las previstas con carácter general en el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas para la adopción de acuerdos por la Junta General de Accionistas, tanto ordinaria como extraordinaria.

21.2.6 Breve descripción de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor

No existen disposiciones estatutarias ni disposiciones en el Reglamento de Junta General vigentes que tengan por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio de control en Gas Natural.

21.2.7 Indicación de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rijan el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista

No existe ninguna disposición en los Estatutos Sociales por la que se obligue a los accionistas con una participación significativa a revelar esta circunstancia, sin perjuicio de las exigencias establecidas por la normativa vigente y, en particular por el Real Decreto 377/1991 de 15 de marzo.

21.2.8 Descripción de las condiciones impuestas por las cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley

Las modificaciones del capital de Gas Natural se someten a la regulación general establecida en el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

22. CONTRATOS IMPORTANTES

Resumen de cada contrato importante, al margen de los contratos celebrados en el desarrollo corriente de la actividad empresarial, del cual es parte el emisor o cualquier miembro del Grupo, celebrado durante los dos años inmediatamente anteriores a la publicación del presente Folleto

Resumen de cualquier otro contrato (que no sean un contrato celebrado en el desarrollo corriente de la actividad empresarial) celebrado por cualquier miembro del grupo que contenga una cláusula en virtud de la cual cualquier miembro del grupo tenga una obligación o un derecho que sean relevantes para el grupo hasta la fecha del presente Folleto

En los últimos años no se ha firmado ningún contrato que reúna las condiciones para incluirlo en este apartado, salvo los contratos descritos en el presente Folleto.

La siguiente tabla muestra los compromisos contractuales de Gas Natural a 31 de diciembre 2004.

<i>millones de euros</i>	Total	2005	2006	2007	2008	2009	Después
Obligaciones por arrendamientos Financieros ⁽¹⁾	714,0	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	568,5
Obligaciones por arrendamientos operativos ⁽²⁾	433,4	62,3	62,3	62,3	47,0	47,0	152,5
Obligaciones por compras de gas natural ⁽³⁾	44.224,0	2.372,2	2.563,1	2.591,9	2.589,9	2.497,4	31.609,5
Obligaciones por transporte de gas natural ⁽⁴⁾	664,6	73,6	69,6	71,6	72,5	60,2	317,1
Obligaciones por ventas de gas natural ⁽⁵⁾	5.424,5	1.005,0	649,3	649,3	625,9	316,5	2.178,5
Compromisos de inversión ⁽⁶⁾	584,5	340,5	244,0				
Otros pasivos a largo plazo ⁽⁷⁾	75,9	0,0	8,1	9,5	11,8	11,1	35,4
Total	52.120,9	3.882,7	3.625,5	3.413,7	3.376,2	2.961,3	34.861,5

⁽¹⁾ Refleja los pagos previstos de arrendamiento financiero para los dos buques de GNL.

⁽²⁾ Refleja los pagos futuros de arrendamiento para los ocho buques de GNL.

⁽³⁾ Refleja los compromisos a largo plazo para comprar gas natural por un total de 4.584.701 Gwh bajo los contratos de suministro de gas denominados "take or pay". Normalmente dichos contratos tienen un plazo de 20 a 25 años, una cantidad mínima de gas a comprar y mecanismos de revisión de precios indexados a precios internacionales de gas natural y precios regulados de gas natural en los países de destino. Los compromisos de dichos contratos de han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2004.

⁽⁴⁾ Refleja los compromisos a largo plazo de adquisición de capacidad de transporte de gas por un importe total de 225.568 GWh.

⁽⁵⁾ El compromiso de venta de gas natural es de 477.699 GWh. El importe de los compromisos según dichos contratos se ha calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2004.

⁽⁶⁾ Refleja los compromisos por pagos en virtud de los contratos llave en mano para la construcción de las plantas de generación de ciclo combinado en Cartagena (con una capacidad de 1.200 MW), y en Plana de Vent (con una capacidad de 800 MW).

⁽⁷⁾ Refleja los compromisos de Gas Natural para la recompra de acciones preferentes a uno de los socios de la central de ciclo combinado según el Acuerdo de Accionistas que la regulan de forma conjunta en Puerto Rico.

* Esta tabla no contempla los pagos de intereses.

La siguiente tabla muestra los compromisos contractuales de Gas Natural a 31 de octubre de 2005.

<i>millones de euros</i>	Total	A 31 de octubre de 2005					Y siguientes
		2005	2006	2007	2008	2009	
Obligaciones por arrendamientos financieros ⁽¹⁾	690	5	29	29	29	29	569
Obligaciones por arrendamientos operativos ⁽²⁾	381	10	62	62	47	47	153
Obligaciones por compras de gas natural ⁽³⁾	63.581	1.070	4.223	4.038	4.038	3.869	46.343
Obligaciones por transporte de gas natural ⁽⁴⁾	908	121	115	88	89	89	406
Obligaciones por ventas de gas natural ⁽⁵⁾	6.691	280	1.150	960	926	454	2.921
Compromisos de inversión ⁽⁶⁾	283	39	244	-	-	-	-
Otros pasivos a largo plazo ⁽⁷⁾	76	-	8	10	12	11	35
Total	72.610	1.525	5.831	5.187	5.141	4.499	50.427

⁽¹⁾ Refleja los pagos previstos de arrendamiento financiero para los dos buques de GNL.

⁽²⁾ Refleja los pagos futuros de arrendamiento para los seis buques de GNL.

⁽³⁾ Refleja los compromisos a largo plazo para comprar gas natural por un total de 4.594.233 GWh bajo los contratos de suministro de gas denominados "take or pay". Normalmente dichos contratos tienen un plazo de 20 a 25 años, una cantidad mínima de gas a comprar y mecanismos de revisión de precios indexados a precios internacionales de gas natural y precios regulados de gas natural en los países de destino. Los compromisos de dichos contratos de han calculado sobre la base de los precios de gas natural a 31 de octubre de 2005.

⁽⁴⁾ Refleja los compromisos a largo plazo de adquisición de capacidad de transporte de gas por un importe total de 459.440 GWh.

⁽⁵⁾ El compromiso de venta de gas natural es de 396.187 GWh. El importe de los compromisos según dichos contratos se ha calculado sobre la base de los precios de gas natural a 31 de octubre de 2005.

⁽⁶⁾ Refleja los compromisos por pagos en virtud de los contratos llave en mano para la construcción de las plantas de generación de ciclo combinado en Cartagena (con una capacidad de 1.200 MW), y en Plana de Vent (con una capacidad de 800 MW).

⁽⁷⁾ Refleja los compromisos de Gas Natural para la recompra de acciones preferentes a uno de los socios de la central de ciclo combinado según el Acuerdo e Accionistas que la regulan de forma conjunta en Puerto Rico.

23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS

23.1 Cuando se incluye en el presente capítulo una declaración o un informe atribuido a una persona en calidad de experto, proporcionar en nombre de dichas persona, su dirección profesional, sus cualificaciones y, en su caso, cualquier interés importante que tenga el emisor. Si el informe se presenta a petición del emisor, una declaración a ese efecto de que se incluye dicha declaración o informe, la forma y el contexto en que se incluye, con el consentimiento de la persona que haya autorizado el contenido de esa parte del presente Folleto.

No se incluyen en este Capítulo declaraciones o informes adicionales a los informes de auditoría emitidos por los auditores de Gas Natural.

23.2 En los casos en que la información proceda de un tercero, proporcionar una confirmación de que la información se ha reproducido con exactitud y que, en la medida en que el emisor tiene conocimiento de ello y puede determinar a partir de la información publicada por ese tercero, no se ha omitido ningún hecho que haría la información reproducida inexacta o engañosa. Además, el emisor debe identificar la fuente o fuentes de la información

No aplicable.

24. DOCUMENTOS PRESENTADOS

Declaración de que, en caso necesario, pueden inspeccionarse los siguientes documentos (o copias de los mismos) durante el período de validez del presente Folleto

Pueden inspeccionarse en el domicilio de Gas Natural (Avenida Portal de l'Àngel, 22, 08002 Barcelona) y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores, los siguientes documentos:

- a) los estatutos y la escritura de constitución de Gas Natural; y
- b) los estados financieros individuales y consolidados de Gas Natural correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2004.

Los Estatutos y la información financiera histórica mencionada en la letra (b) anterior pueden consultarse también en la página web de la sociedad www.gasnatural.com (se hace constar que el contenido de esta página web no forma parte del presente Folleto).

25. INFORMACIÓN SOBRE CARTERAS

Información relativa a las empresas en las que el emisor posee una proporción del capital que puede tener un efecto significativo en la evaluación de sus propios activos y pasivos, posición financiera o pérdidas y ganancias

El apartado 7.2 del presente Capítulo VI contiene una descripción de las distintas sociedades integradas en el Grupo Gas Natural. Igualmente el **Anexo 5** al presente Folleto, que contiene las cuentas anuales de los ejercicios cerrados y aprobados a la fecha 31 de diciembre de 2004, 2003 y 2002, así como los estados financieros a fecha 31 de octubre de 2005, contienen una descripción del inmovilizado financiero del Grupo Gas Natural. El impacto económico y financiero de dichas sociedades viene reflejado en las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural.

Por lo que se refiere a la cartera de valores de Gas Natural en sociedades no integradas en el perímetro de consolidación, y exceptuándose la participación que Gas Natural tiene actualmente en el capital social Enagas, que, desde el mes de octubre de 2005, dejó de estar incluida en el perímetro de consolidación de Gas Natural, se hace constar que no son relevantes ni en número ni cuantía, por lo que dicha cartera no tiene impacto económico o financiero significativo sobre Gas Natural. En el caso de la participación en Enagás la valoración de la participación a valor de mercado a 31 de octubre de 2005 asciende a 540 millones de euros. La diferencia entre la valoración a mercado de la participación y el coste inicial se recoge en el patrimonio como ajuste por valoración.

Asimismo, Enagás ha servido de fuente de liquidez a lo largo de los ejercicios 2002 a 2004 y hasta 31 de octubre de 2005. A 31 de Octubre de 2005, el porcentaje de participación en Enagás vendido ha sido del 10,8% por un importe de 338,7 millones de euros y una plusvalía bruta de 222 millones de euros.

MÓDULO DE INFORMACIÓN FINANCIERA PROFORMA

INTRODUCCIÓN

El 5 de septiembre de 2005, el Consejo de administración de Gas Natural SDG, S.A. decidió por unanimidad formular una oferta pública de adquisición por la totalidad de las acciones de Endesa, S.A. El presente Módulo de Información Financiera pro forma ha sido preparado con el propósito de reflejar el potencial impacto de la adquisición de la totalidad de las acciones de Endesa, S.A. por un valor de aproximadamente 22.549 millones de euros y comprende el balance pro forma de Gas Natural y Endesa al 30 de junio de 2005 y las cuentas de resultados pro forma de Gas Natural y Endesa para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005 y para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004.

La información financiera pro forma contenida en el presente Módulo se presenta únicamente a efectos ilustrativos. Debido a su naturaleza, esta información trata de una situación hipotética y no representa la posición financiera o los resultados reales de Gas Natural y/o Endesa, ni pretende proyectar resultados de explotación respecto a ningún periodo futuro.

En todo caso, la lectura de los presentes estados financieros pro forma de Gas Natural y Endesa y las notas adjuntas correspondientes a los mismos debe realizarse junto con los estados financieros históricos y la correspondiente memoria de Gas Natural incluidos en el documento adjunto. Asimismo dichos datos deben leerse junto con los estados financieros de Endesa y la memoria correspondiente para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004 y la información sobre los resultados del primer semestre de 2005. Dicha información financiera de Endesa está a disposición pública en las páginas web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y de Endesa.

DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN Y OTRAS INFORMACIONES

Los estados financieros pro forma incluidos en el presente Módulo reflejan la adquisición por Gas Natural de la totalidad del capital social de Endesa y, por tanto, de todas las acciones ordinarias disponibles de Endesa por un importe de aproximadamente 22.549 millones de euros. La contraprestación por la compra de las acciones de Endesa consistirá en acciones ordinarias de nueva emisión de Gas Natural más 7.772 millones de euros en efectivo.

En todo caso, los estados financieros pro forma incluidos en este Módulo no reflejan ningún ajuste correspondiente a pasivos de reestructuración. Por otra parte, y aunque se espera que se incurra en costes para sufragar la integración de las dos compañías relacionada con la formación e infraestructura; dichos costes serán contabilizados cuando sean incurridos. Finalmente, las potenciales sinergias significativas que se puedan derivar de esta operación tampoco han sido incluidas en estos datos financieros pro forma, así como tampoco han sido incluidos los efectos de las desinversiones previstas.

Precio de compra de Endesa

El precio estimado de compra a efectos pro forma se basa en la hipótesis de que Gas Natural emitirá 602 millones de acciones para llevar a cabo la adquisición de Endesa. La estimación de dicho precio de compra se basa en la cotización bursátil del 2 de septiembre de 2005 que corresponde al día hábil anterior a la fecha del anuncio de la Oferta.

El precio total de compra pro forma de la adquisición propuesta se desglosa como sigue (en millones):

	€millones
Importe en efectivo	7.772
Costes directos estimados de los gastos de transmisión	95
Valor razonable de las acciones de Gas Natural	14.777
Precio total estimado del precio de compra	22.644

La adquisición de Endesa ha sido contabilizada utilizando el método contable de compra según los principios contables españoles y las NIIF, en su caso. En la información financiera pro forma se ha incluido una asignación del precio de compra que refleja los valores razonables estimados de varios activos y pasivos de Endesa. A partir de las estimaciones iniciales, y sujeta a los cambios materiales al determinar una valoración definitiva y demás factores, efectuados sobre dichos estados financieros pro forma, la asignación del precio de compra pro forma es la siguiente (en millones):

	Valor razonable de los activos netos adquiridos (€millones)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	1.654
Otros activos circulantes	7.382
Inmovilizado material	37.489
Otros activos no circulantes	6.741
Inmovilizado inmaterial	1.410
Deuda financiera a largo plazo	(19.714)
Otros pasivos no circulantes	(12.011)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(5.492)
Otros pasivos circulantes	(2.204)
Valor razonable estimado de los activos netos adquiridos	15.255
Socios externos	(4.469)
	10.786
Precio de la compra	22.644
Fondo de comercio	11.858

Gas Natural dispondrá de una valoración realizada por un experto independiente después de la fecha de cierre a fin de determinar los valores definitivos asignados a los activos y pasivos asociados a la transacción. En caso de que el informe de valoración identifique los activos inmatrimales, éstos serán amortizados durante sus vidas útiles estimadas.

Datos comparativos sobre acciones

El número medio ponderado de acciones disponibles durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005 respecto a la entidad combinada está basado en el número medio ponderado de acciones para Gas Natural y Endesa. A modo ilustrativo, el beneficio por acción se presenta a continuación como si la permuta de acciones de Endesa por las acciones equivalentes de Gas Natural hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2005. Según las condiciones de la transacción, el ratio de permuta de las acciones de Endesa será de 1 (acción de Endesa): 0,569 (acciones de Gas Natural).

Periodo de 6 meses terminado el 30 de junio de 2005	Gas Natural	Endesa	Pro forma
Número medio de acciones básicas y diluidas disponibles (en millones)	448	1.059	1.050
Beneficio por acción básico y diluido según NIIF	€0,82	€0,90	€1,09
Dividendo	€0,46	€0,74	n/a

El número medio ponderado de acciones disponibles durante el ejercicio 2004 respecto a la entidad combinada está basado en el número medio ponderado de acciones para Gas Natural y

Endesa. A modo ilustrativo, el beneficio por acción se presenta a continuación como si la permuta de acciones de Endesa por las acciones equivalentes de Gas Natural hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2004. Según las condiciones de la transacción, el ratio de permuta de las acciones de Endesa será de 1 (acción de Endesa):0,569 (acciones de Gas Natural).

Ejercicio 2004	Gas Natural	Endesa	Pro forma
Número medio de acciones básicas y diluidas (en millones)	448	1.059	1.050
Beneficio por acción básico y diluido según PGC	€1,42	€1,30	€1,31
Dividendo	€0,71	€0,74	n/a

Venta potencial de activos

Con fecha 3 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros decidió subordinar a la observancia de determinadas condiciones la aprobación de la operación de concentración económica consistente en la toma de control exclusivo de Endesa por Gas Natural que incluyen, entre otras, la obligación de vender activos de generación eléctrica de 4.300 MW, el equivalente al negocio de Endesa de comercialización de gas y al negocio de comercialización de electricidad de Gas Natural, venta de activos de distribución de gas natural con un mínimo de 1,5 millones de puntos de suministro y de participaciones accionariales en Saggas, Reganosa, Naturgas Energía, Gas Natural de Álava y Enagas (hasta el 1%) y venta mediante subasta de determinadas cantidades de gas durante tres años.

En el plazo de un mes, Gas Natural deberá presentar ante el Servicio de Defensa de la Competencia para su aprobación un plan confidencial detallado de actuaciones y plazos para la instrumentación de estas condiciones, que deberá ser aprobado en el plazo máximo de un mes, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Con anterioridad a la autorización del Consejo de Ministros, Gas Natural ofreció a las autoridades españolas de defensa de la competencia, así como a la Comisión Nacional de Energía, un “Plan de Remedios” consistente en la desinversión de determinados activos vinculados a las actividades de gas y de electricidad de Gas Natural y Endesa.

Como forma de agilizar el examen por las autoridades de competencia y regulatorias, Gas Natural firmó con Iberdrola, S.A. un acuerdo el día 5 de septiembre de 2005 en virtud del cual, una vez tomado el control efectivo de Endesa, y en lo que fuera compatible con lo que dispusieran las autoridades competentes, Iberdrola, S.A. se compromete a adquirir y Gas Natural a vender determinados activos vinculados a las actividades de gas y electricidad de Gas Natural y Endesa en España. Adicionalmente se acordaba el compromiso de compra y venta de otros activos en Francia e Italia. Se consideraba que los activos que se preveía vender según lo dispuesto en el mencionado acuerdo generarían, exclusivamente sobre la base de información pública, unos ingresos de entre 7.000 y 9.000 millones de euros. El valor final de la venta de los activos se determinará con arreglo al valor de mercado que será establecido por bancos de inversión designados por Gas Natural e Iberdrola, S.A. En caso de existir una diferencia superior al 10% entre ellos el valor se determinará con la ayuda de un tercer banco de inversión independiente. El efecto potencial de dicha venta no está contemplado en esta información pro forma. La compañía prevé que dicha enajenación tenga lugar durante el 2006 y 2007.

BASES Y FUENTES PARA LA PREPARACIÓN DEL PRESENTE MÓDULO

El balance pro forma de Gas Natural y Endesa al 30 de junio de 2005 y las cuentas de resultados pro forma de Gas Natural y Endesa para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005 y para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004 están basados en los estados financieros históricos de Gas Natural y Endesa considerando la transacción propuesta por el Grupo Gas Natural de acuerdo con el método contable de adquisición y aplicando las estimaciones, hipótesis y ajustes descritos en las notas adjuntas correspondientes a los estados financieros pro forma.

La información financiera histórica de Gas Natural y Endesa al 31 de diciembre de 2004 ha sido preparada según los principios contables generalmente aceptados en España (en adelante “PGC”).

La información histórica de Gas Natural y Endesa al 30 de junio de 2005 ha sido preparada según las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante las “NIIF”). Dichos estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con las citadas NIIF y las interpretaciones IFRIC emitidas y en vigor en el momento de la preparación de dichos estados financieros consolidados. En el momento de la elaboración de dichos estados financieros intermedios no se conocen con seguridad las NIIF y las interpretaciones IFRIC aplicables al 31 de diciembre de 2005, incluyendo todas aquellas que sean aplicables de modo optativo. Los datos financieros pro forma se basan en estimaciones e hipótesis, que son preliminares. Además, estos datos financieros pro forma tratan de una situación hipotética y no representan la posición financiera o los resultados reales de Gas Natural y/o Endesa, ni pretenden proyectar la posición financiera de Gas Natural, ni los resultados de sus operaciones a una fecha eventual o para un periodo en el futuro.

A efectos pro forma:

- (a) El balance no auditado de Gas Natural al 30 de junio de 2005 ha sido combinado con el balance de Endesa al 30 de junio de 2005 como si la propuesta de adquisición hubiera tenido lugar el 30 de junio de 2005.
- (b) La cuenta de resultados no auditada de Gas Natural para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005 ha sido combinada con la cuenta de resultados no auditada de Endesa para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005 como si la propuesta de adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2005.
- (c) La cuenta de resultados de Gas Natural para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004 ha sido combinada con la cuenta de resultados de Endesa para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004 como si la propuesta de adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2004.

En todo caso, la información financiera correspondiente a Endesa contenida en estos estados financieros pro forma (balance y cuenta de pérdidas y ganancias) refleja la información financiera para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005 presentada por Endesa ante la CNMV. Dicha información no refleja ningún ajuste, revisión ni comentario que Gas Natural pudiera haber hecho en caso de haber practicado una revisión detallada. Por otro lado, tal y como Endesa ha comunicado a la CNMV, esta información podría ser sujeta a cambios debido a posibles interpretaciones divergentes.

AJUSTES PRO FORMA

Los ajustes pro forma contemplados en los estados financieros pro forma de Gas Natural y Endesa han sido preparados como si la combinación se realizara el día 30 de junio de 2005 a efectos del balance, el día 1 de enero de 2005 a efectos de la cuenta de resultados para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2005 y el día 1 de enero de 2004 a efectos de la cuenta de resultados para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2004. Dichos ajustes vienen expresamente reflejados en los correspondientes estados financieros y, cuando así viene requerido, las hipótesis en que se basan son objeto de nota explicativa.

Los ajustes pro forma correspondientes a la adquisición de Endesa se basan en las estimaciones iniciales del valor razonable de la contraprestación establecida, en las estimaciones de los valores razonables de los activos y pasivos adquiridos, en la información disponible y en las hipótesis detalladas en este Módulo. El fondo de comercio procedente de Endesa se ha considerado incluido en el sobreprecio que se genera como consecuencia de la transacción propuesta y por tanto forma parte del fondo de comercio final. Por otro lado, dado que una parte de los activos de Endesa no son de reciente incorporación, y por tanto tienen un valor histórico menor al valor razonable, es probable que cumplan con los criterios de reconocimiento a valor razonable, con lo que en la combinación de negocios deberá realizarse la correspondiente asignación del fondo de comercio. Para mostrar el impacto potencial que dicha asignación del fondo de comercio pueda tener sobre la clasificación de los activos y su amortización, en la información financiera pro forma se ha estimado, en base a cálculos porcentuales globales, la hipotética asignación a activos situados básicamente en España. La determinación definitiva de dichos valores razonables se realizará con base en las estimaciones de un experto independiente sobre los valores razonables del inmovilizado material y las estimaciones de la Dirección en cuanto a los valores razonables de los activos netos restantes. La determinación final del valor razonable podría derivar en cambios en los ajustes pro forma y los datos pro forma contenidos en este documento. Las asignaciones del precio de compra final también dependen de la existencia o no de ajustes posteriores al cierre a las valoraciones de activos y pasivos finales. Dichas valoraciones finales serán basadas en el inmovilizado material e inmaterial neto que existan a la fecha de cierre de la adquisición de Endesa. El efecto de la valoración definitiva y la determinación de la contraprestación definitiva podrían provocar diferencias materiales respecto a la información pro forma.

En todo caso, los estados financieros pro forma incluidos en este Módulo no reflejan ningún ajuste correspondiente a pasivos de reestructuración. Se espera que se incurra en costes para sufragar la integración de las dos compañías relacionada con la formación e infraestructura; aunque dichos costes serán contabilizados cuando sean incurridos. Por otra parte, las potenciales sinergias significativas que se puedan derivar de esta operación tampoco han sido incluidas en estos datos financieros pro forma, así como tampoco han sido incluidos los efectos de las desinversiones previstas.

Gas Natural no ha identificado ninguna contingencia anterior a la adquisición donde parezca probable la existencia del correspondiente activo, pasivo o deterioro y donde se pueda estimar razonablemente su importe. En caso de que se disponga, antes de la terminación del periodo de asignación del precio de compra, de información que indicara la probable existencia de tales acontecimientos respecto a los cuales se pueden estimar razonablemente los correspondientes importes, dichos conceptos serán incluidos en la asignación del precio de compra.

INFORME ESPECIAL DE AUDITORES DE REVISIÓN

Con fecha 6 de febrero de 2006, los auditores del Grupo Gas Natural han emitido un informe especial de revisión sobre la información financiera pro forma de Gas Natural y Endesa que

ha sido aprobada por unanimidad del Consejo de Administración de Gas Natural en su reunión de fecha 6 de febrero de 2006. Se adjunta como **Anexo 22** al presente Folleto la información financiera pro forma aprobada por el Consejo de Administración de Gas Natural con fecha 6 de febrero de 2006.

BALANCE PRO FORMA 30 DE JUNIO DE 2005 (SEGÚN NIIF, CIFRAS EXPRESADAS EN MILLONES)

ACTIVO	Real			Notas	Combinado Pro Forma
	Gas Natural	Endesa	Ajustes		
Activo no corriente					
Inmovilizado material	€7.141	€30.465	€7.024	(a)	€44.630
Fondo de comercio	456	3.763	8.095	(b)	12.314
Inmovilizado inmaterial	1.295	717	693	(c)	2.705
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	223	1.111	--		1.334
Otros activos no corrientes	578	5.630	52	(d)	6.260
Total activo no corriente	9.693	41.686	15.864		67.243
Activo corriente					
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	276	1.654	--		1.930
Otros activos corrientes	2.138	7.382	--		9.520
Total activo corriente	2.414	9.036	--		11.450
TOTAL ACTIVO	€12,107	€50.722	€15.864		€78.693
PASIVO					
Patrimonio neto					
Capital suscrito	€448	€1.271	€(669)	(e)	€1.050
Otras reservas	4.447	8.144	5.935	(e)	18.526
Patrimonio atribuido a los socios de la sociedad dominante	4.895	9.415	5.266		19.576
Socios externos	272	4.469	--		4.741
Pasivo no corriente					
Deuda financiera	2.842	19.714	7.772	(f)	30.328
Otros pasivos no corrientes	1.612	9.428	2.583	(g)	13.623
Total pasivo no corriente	4.454	29.142	10.355	(1)	43.951
Pasivo corriente					
Deuda financiera	437	1.706	--		2.143
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	1.470	5.492	243	(h)	7.205
Otros pasivos corrientes	579	498	--		1.077
Total pasivo corriente	2.486	7.696	243	(1)	10.425
TOTAL PASIVO	€12,107	€50.722	€15.864		€78.693

Nota:

- El ajuste refleja el incremento en las propiedades, plantas y equipos de Endesa para registrarlos a su valor razonable estimado basado en la valoración inicial del precio de compra.
- El ajuste refleja la eliminación del fondo de comercio histórico de Endesa y el reconocimiento del fondo de comercio adicional adquirido por parte de Gas Natural por el importe de 11.858 millones de euros, basado en la asignación preliminar del precio de compra pro forma.
- El ajuste refleja el reconocimiento del inmovilizado inmaterial adquirido en base a la asignación inicial del precio de compra pro forma.
- El ajuste refleja el impuesto anticipado determinado usando el tipo impositivo estatutario del 35% relacionado con el reconocimiento de los gastos de emisión correspondientes a las acciones nuevas.
- El ajuste refleja la eliminación del patrimonio histórico de Endesa y registra la emisión de aproximadamente 602 millones de acciones ordinarias de Gas Natural por el valor de 24.53 euros por acción. En reservas, el ajuste refleja el resultado de la prima obtenida por la emisión de las nuevas acciones (14.175 millones de euros) una vez deducidos 8.144 millones de euros de reservas de Endesa y 96 millones de euros de costes de emisión.
- El ajuste refleja la disposición de la póliza de crédito por el importe de 7.772 millones de euros que devenga un interés anual del 3% para financiar la parte de la adquisición pagada en efectivo.
- El ajuste refleja el impuesto diferido determinado usando el tipo impositivo estatutario del 35% relacionado con la asignación inicial del precio de compra pro forma.
- El ajuste refleja el reconocimiento de los pasivos circulantes por el pago a terceros de los costes derivados de la transacción.

- (1) *Nota adicional:* Con respecto al Balance de Gas Natural, los instrumentos financieros derivados se contabilizan en el pasivo del balance pro forma como "deuda financiera". En este sentido, 76 millones de euros y 3 millones de euros, correspondientes a instrumentos financieros derivados, están contabilizados como deuda financiera en los epígrafes de "pasivo no corriente" y "pasivo corriente", respectivamente.

**CUENTA DE RESULTADOS PRO FORMA PERIODO DE SEIS MESES TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2005
(SEGÚN NIIF, CIFRAS EXPRESADAS EN MILLONES)**

	Real			Notas	Combinada Pro Forma
	Gas Natural	Endesa	Ajustes		
Ingresos de explotación	€3.827	€8.708	--		€12.535
Gastos de explotación	3.111	5.884	--		8.995
Dotación a la amortización	245	855	154	(i)	1.254
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	471	1.969	(154)		2.286
Resultados financieros netos	(102)	(468)	(117)	(j)	(687)
Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas	24	39	--		63
Resultado de la enajenación de activos no corrientes	162	114	--		276
BENEFICIO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	555	1.654	(271)		1.938
Gasto por impuesto sobre las ganancias	154	461	(95)	(k)	520
BENEFICIO DEL PERIODO	401	1.193	(176)		1.418
Intereses minoritarios	33	237	--		270
BENEFICIO DEL PERIODO ATRIBUIDO A LOS ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	€368	€956	€(176)		€1.148
BENEFICIO POR ACCIÓN PRO FORMA (en euros)	€0,82	€0,90			€1,09
MEDIA PONDERADA DE ACCIONES SUSCRITAS	448	1.059			1.050

Notas:

- i. El ajuste refleja el aumento de la amortización(140 millones de euros) relacionada con la asignación al inmovilizado material de Endesa y el aumento de la amortización (14 millones de euros) relacionado con el reconocimiento del inmovilizado inmaterial
- j. El ajuste refleja el aumento en los ingresos procedentes de intereses que se derivan de la disposición de la póliza de crédito. El ajuste ha sido calculado sobre la base de un interés anual del (3%)
- k. El ajuste refleja el efecto impositivo de los ajustes pro forma sobre la base de un tipo impositivo estatutario del 35%.

CUENTA DE RESULTADOS PRO FORMA EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE, 2004 (SEGÚN PGC, CIFRAS EXPRESADAS EN MILLONES)

	Real			Notas	Combinada Pro Forma
	Gas Natural	Endesa	Ajustes		
Ingresos de explotación	€6.391	€18.065	--		€24.456
Gastos de explotación	5.050	13.180	--		18.230
Dotación a la amortización	442	1.643	309	(l)	2.394
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	899	3.242	(309)		3.832
Resultados financieros netos	(140)	(927)	(233)	(j)	(1.300)
Participación en beneficios de sociedades puestas en equivalencia	58	84	--		142
Amortización del Fondo de comercio de consolidación	(18)	(312)	(281)	(m)	(611)
BENEFICIOS ACTIVIDADES ORDINARIAS	799	2.087	(823)		2.063
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	125	146	--		271
BENEFICIO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	924	2.233	(823)		2.334
Impuesto sobre sociedades	234	400	(190)	(k)	444
BENEFICIO DEL EJERCICIO	690	1.833	(633)		1.890
Beneficios atribuidos a socios externos	56	454	--		510
BENEFICIO DEL PERIODO ATRIBUIDO A LOS ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	634	1.379	(633)		1.380
BENEFICIO POR ACCIÓN PRO FORMA (en euros)	€1,42	€1,30			€1,31
MEDIA PONDERADA DE ACCIONES SUSCRITAS	448	1.059			1.050

Notas:

- l. El ajuste refleja el aumento de la amortización (281 millones de euros) relacionado con la asignación al inmovilizado material de Endesa y el aumento de la amortización por valor de (28 millones de euros) relacionado con el reconocimiento del inmovilizado inmaterial.
- j. El ajuste refleja el aumento en los ingresos procedentes de intereses que se derivan de la disposición de la póliza de crédito. El ajuste ha sido calculado sobre la base de un interés anual del (3%)
- k. El ajuste refleja el efecto impositivo de los ajustes pro forma sobre la base de un tipo impositivo estatutario del 35%.
- m. El ajuste refleja el incremento de la amortización referente al fondo de comercio generado en la adquisición. El fondo de comercio se amortiza en un período de veinte años a efectos de PGC y no se amortizará a efectos de NIIF.

OTRA INFORMACIÓN POSTERIOR

De conformidad con la NIIF 3, la contraprestación definitiva se contabilizará con arreglo al valor razonable de las acciones de Gas Natural en la fecha de aceptación de la Oferta. Cualquier variación en el valor razonable de dichas acciones antes de la aceptación de la Oferta puede tener un impacto significativo en la información financiera pro forma. La siguiente información pro forma muestra el efecto de un cambio del 10% (apreciación y depreciación) en el valor razonable de las acciones. Para la realización de este análisis, se ha mantenido constante el valor razonable de los activos y pasivos de Endesa inicialmente estimado.

30 de junio de 2005	Apreciación del 10%	Depreciación del 10%
Fondo de comercio	13.792	10.836
Patrimonio neto	21.044	18.108
Socios externos	4.741	4.741

La Oferta está condicionada a la aceptación de un 75% del capital social de Endesa. En consecuencia, un porcentaje de aceptación entre el 75% y el 100% de los accionistas de Endesa implicaría la consumación de la Oferta. El porcentaje de aceptación afectará al fondo de comercio pro forma, así como a las magnitudes pro forma de socios externos y patrimonio neto.

A la luz de posibles variaciones en el porcentaje de aceptación de accionistas de Endesa, la siguiente información pro forma muestra el efecto de una aceptación de, entre, un 75%, 90% y 100% de los accionistas de Endesa.

30 de junio de 2005	75%	90%	100%
Fondo de comercio	10.371	11.537	12.314
Patrimonio neto	15.883	18.100	19.576
Socios externos	6.491	5.440	4.741

En fecha 20 de enero de 2006, Endesa ha publicado las cuentas anuales auditadas del ejercicio 2005. Del análisis de esta información se desprende que los impactos más significativos sobre los estados financieros pro forma de Gas Natural y Endesa serían la consideración de los beneficios y otros incrementos de patrimonio del período de 1 de julio de 2005 al 31 de diciembre de 2005 y su consiguiente impacto en la disminución del fondo de comercio. La siguiente información muestra el efecto de la consideración de las variaciones del patrimonio de Endesa del período 1 de julio de 2005 al 31 de diciembre de 2005, así como el efecto de un cambio del 10% (apreciación y depreciación) en el valor razonable de las acciones de Gas Natural. Para la realización de este análisis, se ha mantenido constante la asignación al valor razonable de los activos y pasivos de Endesa inicialmente estimado.

30 de junio de 2005	Con efectos segundo semestre 2005 Endesa		
	Apreciación del 10%		Depreciación del 10%
Fondo de comercio	12.132	10.654	9.176
Patrimonio neto	21.044	19.576	18.108
Socios externos	5.009	5.009	5.009

CAPITULO VII

OTRAS INFORMACIONES SOBRE LOS VALORES A EMITIR

Las acciones objeto de emisión por parte de Gas Natural forman parte de la contraprestación ofrecida por Gas Natural en la presente Oferta y, en consecuencia, serán entregadas a los accionistas de Endesa que acepten la misma.

El presente Capítulo VII recoge parte de la información exigida conforme al Anexo III del Reglamento (CE) N°809/2004 de la Comisión, de 29 de abril de 2004 en relación con los valores objeto de emisión y admisión a cotización en las bolsas de valores españolas como consecuencia de la Oferta. El resto de la información exigida por dicho Reglamento o bien se encuentra incluida en los demás capítulos del presente Folleto o bien no se incluye por no resultar aplicable dadas las características de la operación.

1. INFORMACIÓN FUNDAMENTAL

1.1 Declaración del capital de explotación

Declaración por el emisor de que, en su opinión, el capital de explotación es suficiente para los actuales requisitos del emisor o, si no lo es, cómo se propone obtener el capital de explotación adicional que necesita.

En opinión de Gas Natural, el capital de explotación es suficiente para atender los requisitos operativos del Grupo Gas Natural, al menos durante los 12 meses siguientes a la fecha del presente Folleto.

1.2 Capitalización y endeudamiento

Se proporcionará una declaración de la capitalización y del endeudamiento (distinguiendo entre endeudamiento garantizado y no garantizado, endeudamiento asegurado y sin garantía) a partir de una fecha no anterior a 90 días antes de la fecha del documento. El endeudamiento también incluye el endeudamiento indirecto y contingente.

El endeudamiento financiero bruto de Gas Natural (como suma del endeudamiento total corriente y endeudamiento total no corriente) alcanza los 3.676 millones de euros a fecha de 31 de octubre de 2005. A continuación se detallan los datos correspondientes al endeudamiento y capitalización de Gas Natural a 31 de octubre de 2005.

Datos consolidados a 31 de octubre de 2005 ⁽¹⁾	(millones de euros)
Endeudamiento total corriente	603
Garantizado	65
Asegurado	-
No garantizado / no asegurado	538
Endeudamiento total no corriente	3.073
Garantizado ⁽²⁾	332
Asegurado	-
No garantizado / no asegurado	2.741
Fondos propios	5.398
Capital social	448
Reserva legal	90

Otras reservas	4.860
Total	9.074

(1) Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”)-

(2) Corresponde a garantías otorgadas por sindicato bancario: (i) garantías otorgadas por sindicato Bancario a EMPL por préstamos concedidos por BEI; y (ii) garantías otorgadas por sindicato bancario a Ceg, S.A. por préstamo concedido por BEI.

Datos consolidados a 31 de octubre de 2005	(millones de euros)
Patrimonio atribuido a accionistas	5.398
Capital social	448
Otras reservas	159
Ganancias acumuladas	4.326
Diferencias de cambio	135
Otros ajustes por valoración	330
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	288
Liquidez	288
Deuda a L/P con entidades de crédito	2.448
Deuda a C/P con entidades de crédito	511
Otros pasivos financieros	717
Endeudamiento financiero bruto	3.676
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	288
Endeudamiento financiero neto	3.388

(Conforme a Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”))

Desde el 31 de octubre de 2005, no se ha producido ninguna variación significativa con respecto a la información de capitalización y endeudamiento del Grupo Gas Natural que se detalla en el presente apartado, excepto por el anuncio del dividendo a cuenta y posterior pago con fecha 10 de enero de 2006 de 0,31 euros brutos por acción por un importe total de 138.811 miles de euros.

Asimismo, se hace constar que Gas Natural no tiene ningún endeudamiento indirecto o contingente que pueda afectar de un modo significativo a la situación financiera del Grupo Gas Natural.

1.3 Interés de las personas físicas y jurídicas participantes en la emisión.

Descripción de cualquier interés, incluidos los conflictivos, que sea importante para la emisión, detallando las personas implicadas y la naturaleza del interés.

la Caixa es la entidad coordinadora de la Financiación, entidad avalista del pago de la parte de la contraprestación en metálico, Entidad Agente y Agente de Picos en la Oferta, además de ser uno de los principales accionistas de Gas Natural, tal y como se indica en el apartado 1.3 del Capítulo I del presente Folleto. Asimismo, UBS Limited, entidad mencionada en el apartado 5.1 siguiente, también participa como entidad coordinadora de la financiación.

Gas Natural, como sociedad cotizada, está obligada a pagar un canon de permanencia en la cotización, todo ello con arreglo a las tarifas publicadas en los Boletines de Cotización. Durante los ejercicios 2004 y 2005, Gas Natural ha pagado anualmente un importe de 290.000 euros en dicho concepto a la Sociedad Rectora de la Bolsa de Valores de Barcelona. Tal y como se describe en el apartado 2.2.2 del Capítulo II del presente Folleto, dicha sociedad ha emitido el preceptivo informe en relación con el aumento de capital de Gas Natural por aportaciones no dinerarias.

Con arreglo al apartado 2.2.2 del Capítulo II del presente Folleto, se designó a Audihispana, S.A como auditor de cuentas distinto del de Gas Natural, a los efectos de emitir el informe previsto en el artículo 159 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas. Con carácter previo a la presente operación, Gas Natural había contratado los servicios de una filial de Audhispana S.A., esto es, Audhispana Business Consulting, S.L., con el objeto de que ésta le prestase servicios de apoyo externo a la medición continua de la calidad de servicio a grandes clientes industriales y comerciales. Por la realización de tales servicios, Gas Natural pagó aproximadamente 62.462 euros y 6.489 euros en 2004 y 2005, respectivamente.

Gas Natural desconoce la existencia de ninguna vinculación o interés significativo entre las personas físicas y/o jurídicas que han participado en la Oferta y que se mencionan en el apartado 5.1 del presente Capítulo, a excepción de lo dispuesto en los párrafos anteriores.

2. INFORMACIÓN RELATIVA A LOS VALORES QUE VAN A OFERTARSE

2.1 Legislación según la cual se han creado los valores.

La presente emisión está sometida a la legislación española y, en concreto, a las disposiciones incluidas en el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas aprobado por Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en el Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos.

2.2 Descripción de los derechos vinculados a los valores, incluida cualquier limitación de esos derechos, y del procedimiento para el ejercicio de los mismos.

El titular de las acciones que se emiten tendrá los derechos y obligaciones inherentes a su condición de accionista recogidos en el Texto Refundido de la Ley de sociedades Anónimas y en los estatutos sociales de Gas Natural. Los accionistas de Endesa que acepten la Oferta adquirirán la condición de accionistas de Gas Natural desde la fecha de inscripción registral del correspondiente aumento de capital y, por tanto, las acciones conferirán a sus titulares, desde dicha fecha, los mismos derechos políticos y económicos que los correspondientes a las acciones de Gas Natural actualmente en circulación.

Derecho al dividendo

- (a) Fecha o fechas fijas en las que surge el derecho.

Las Nuevas Acciones atribuirán a sus titulares los mismos derechos políticos y económicos que las acciones ordinarias de Gas Natural actualmente en circulación desde la fecha de inscripción registral del correspondiente aumento de capital. En particular, las Nuevas Acciones de Gas Natural tendrán derecho a todos los dividendos distribuidos por esta sociedad desde el momento de la inscripción de las mismas en el Registro Mercantil de Barcelona y con independencia del momento en que resulten acordados o anunciados los citados dividendos. Al tratarse de acciones ordinarias, no otorgan el derecho a percibir un dividendo mínimo.

- (b) Plazo después del cual caduca el derecho a los dividendos y una indicación de la persona en cuyo favor actúa la caducidad.

Los rendimientos a que den lugar las Nuevas Acciones se harán efectivos a través de IBERCLEAR y sus Entidades Participantes, siendo el plazo de prescripción del derecho de cobro de cinco (5) años conforme a lo dispuesto en el artículo 947 del Código de Comercio. El beneficiario de los derechos económicos prescritos será Gas Natural.

(c) Restricciones y procedimientos de dividendos para los tenedores no residentes.

No existe ninguna restricción al cobro de dividendos por parte de tenedores no residentes, quienes recibirán sus dividendos a través del mismo procedimiento descrito en el párrafo anterior.

(d) Índice de los dividendos o método para su cálculo, periodicidad y carácter acumulativo o no acumulativo de los pagos.

Las Nuevas Acciones, al igual que el resto de acciones que componen el capital social de Gas Natural, no incorporan derecho a ningún dividendo fijo. Por lo tanto el derecho al dividendo de dichas acciones surgirá únicamente a partir del momento en que la Junta General de Accionistas o, en su caso, el Consejo de Administración de Gas Natural acuerde un reparto de las ganancias sociales.

Derechos de voto

Las acciones emitidas conferirán a sus titulares el derecho de asistir y votar en las Juntas Generales y el de impugnar los acuerdos sociales. Cada acción dará derecho a un (1) voto, sin que existan limitaciones al número máximo de votos que puede ser emitido por cada accionista. Los accionistas que así lo deseen podrán ejercitar su derecho de voto a distancia, mediante correspondencia postal, remitiendo la tarjeta de asistencia y voto firmada y completada al efecto, así como por los medios de comunicación electrónica o telemática que el Consejo de Administración ponga a disposición de los accionistas en cada momento.

A las Juntas Generales podrán asistir los accionistas que, a título individual, o en agrupación con otros accionistas, sean titulares de un mínimo de cien (100) acciones de Gas Natural. La titularidad de estas acciones deberá figurar inscrita en el registro contable correspondiente con cinco (5) días de antelación respecto de la fecha señalada para la celebración de la Junta General de Accionistas. Los asistentes deberán estar provistos de la correspondiente tarjeta de asistencia o del oportuno certificado expedido, a estos efectos, por la entidad encargada del registro contable de las acciones.

Derechos preferentes de compra en las ofertas de suscripción de valores de la misma clase.

Las Nuevas Acciones emitidas conferirán a sus titulares el derecho de suscripción preferente en la emisión de nuevas acciones o de obligaciones convertibles en acciones, así como el derecho de asignación gratuita de los aumentos de capital con cargo a reservas, en ambos casos, de acuerdo con lo previsto en la Ley de Sociedades Anónimas y normas concordantes, sin perjuicio de la posibilidad de excluir total o parcialmente el citado derecho por acuerdo de la Junta General de Accionistas o del Consejo de Administración en los términos del artículo 159 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Derecho de participación en los beneficios del emisor

Las Nuevas Acciones gozarán del derecho a participar en el reparto de las ganancias sociales en las mismas condiciones que las restantes acciones de Gas Natural en circulación.

Derechos de participación en cualquier excedente en caso de liquidación

Los titulares de las Nuevas Acciones tendrán derecho a participar en el patrimonio resultante de la liquidación, en proporción al valor nominal de las mismas.

2.3 Descripción de cualquier restricción sobre la libre transferibilidad de los valores.

No existe ninguna restricción a la libre transmisibilidad de las acciones de Gas Natural en los estatutos sociales de la sociedad.

2.4 Indicación de las ofertas públicas de adquisición por terceros de la participación del emisor, que se hayan producido durante el ejercicio anterior y el actual. Debe declararse el precio o de las condiciones de canje de estas ofertas y su resultado.

Durante el ejercicio anterior y el actual no se ha producido ninguna oferta pública de adquisición por terceros de acciones representativas del capital social de Gas Natural.

2.5 Por lo que se refiere al país de origen del emisor y al país o países en los que se está haciendo la oferta:

Se facilita a continuación una descripción de las principales consecuencias fiscales en España derivadas de la transmisión de acciones de Endesa por una contraprestación en dinero y en acciones de nueva emisión de Gas Natural (a los solos efectos de este apartado, las "**Nuevas Acciones**") en el marco de la presente Oferta, así como de la titularidad y posterior transmisión, en su caso, de las Nuevas Acciones recibidas.

Esta descripción tiene en cuenta exclusivamente el régimen fiscal general aplicable conforme a la legislación estatal vigente (incluyendo su desarrollo reglamentario) a la fecha de verificación del presente Folleto, sin perjuicio de los regímenes tributarios de los territorios forales y de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma en el ejercicio de su capacidad normativa.

Debe tenerse en cuenta que el presente análisis no especifica todas las posibles consecuencias fiscales de las mencionadas operaciones ni el régimen fiscal aplicable a todas las categorías de accionistas, algunos de los cuales (como por ejemplo, las Instituciones de Inversión Colectiva, los Fondos de Pensiones, etc.) están sujetos a normas especiales.

Por tanto, se recomienda a los accionistas de ENDESA interesados en aceptar la Oferta y transmitir sus acciones de ENDESA a cambio de una contraprestación en dinero y en Nuevas Acciones de Gas Natural, que consulten con sus abogados o asesores fiscales, quienes les podrán prestar un asesoramiento personalizado a la vista de sus circunstancias particulares.

Las principales consecuencias fiscales en Estados Unidos de América derivadas de la transmisión de acciones o ADSs de Endesa en el marco de la presente Oferta, así como de la titularidad y posterior transmisión, en su caso, de las Nuevas Acciones recibidas, es objeto de descripción detallada en el formulario F-4 que se registrará con la *Securities Exchange Commission*, según se indica en el Capítulo introductorio del presente Folleto.

2.5.1 Régimen fiscal aplicable a la transmisión de acciones de Endesa por una contraprestación en dinero y en acciones de nueva emisión de Gas Natural

A continuación se analizan las distintas consecuencias fiscales aplicables a los accionistas de ENDESA que decidan aceptar la Oferta y transmitir sus acciones a cambio de una contraprestación en dinero y en Nuevas Acciones de Gas Natural.

Imposición indirecta en la transmisión de acciones de Endesa

La transmisión de las acciones de ENDESA estará exenta del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados y del Impuesto sobre el Valor Añadido, en los términos y con las excepciones previstas en el artículo 108 de la Ley 24/1988 y concordantes de las leyes reguladoras de los impuestos citados.

Imposición directa derivada de la transmisión de acciones de ENDESA

Accionistas de ENDESA residentes en territorio español

El presente apartado analiza el régimen fiscal aplicable a los accionistas de ENDESA que tengan la consideración de residentes en España, así como a aquellos otros que, aun no siendo residentes, sean contribuyentes por el Impuesto sobre la Renta de no Residentes (en adelante, "IRnR") y actúen a través de establecimiento permanente en España, así como a aquellos inversores personas físicas residentes en otros Estados miembros de la Unión Europea (siempre que no lo sean de un territorio calificado como paraíso fiscal) e igualmente contribuyentes por el IRnR, cuyos rendimientos obtenidos en territorio español procedentes del trabajo y de actividades económicas alcancen, al menos, el 75% de la totalidad de su renta en el ejercicio y que opten por tributar en calidad de contribuyentes por el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas ("IRPF").

A estos efectos, se considerarán inversores residentes en España, sin perjuicio de lo dispuesto en los Convenios de doble imposición firmados por España, las entidades residentes en territorio español conforme al artículo 8 del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo (en adelante, "Ley del IS"), y las personas físicas que tengan su residencia habitual en España, tal y como se define en el artículo 9 del texto refundido de Ley del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas, aprobado por Real Decreto Legislativo 3/2004, de 5 de marzo (en adelante, "Ley del IRPF"), así como los residentes en el extranjero miembros de misiones diplomáticas españolas, oficinas consulares españolas y otros cargos oficiales, en los términos del artículo 9.2 de la mencionada norma. Igualmente, tendrán la consideración de inversores residentes en España las personas físicas de nacionalidad española que acrediten su nueva residencia fiscal en un paraíso fiscal, tanto durante el período impositivo en el que se produzca el cambio de residencia como en los cuatro siguientes.

Seguidamente analizamos el régimen fiscal aplicable a los contribuyentes del IRPF, de una parte, y a los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades (en adelante, "IS"), de otra.

(a) Contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas

La transmisión de acciones de ENDESA por contribuyentes del IRPF dará lugar a una ganancia o pérdida patrimonial por la diferencia entre el valor de adquisición de las acciones de ENDESA transmitidas y su valor de transmisión, que vendrá determinado por (i) el valor de cotización de las acciones de ENDESA en la fecha de la transmisión o, si fuese superior, (ii) el importe en metálico recibido, que incluirá, en su caso, la cantidad pagada por el Agente

de Picos, más el valor de cotización de las acciones de Gas Natural recibidas en contraprestación en la fecha de la transmisión.

Para la determinación del valor de adquisición de las acciones de ENDESA, a los efectos del cálculo de la ganancia patrimonial derivada de su transmisión, deberá tenerse en cuenta la normativa al efecto aplicable contenida en la Ley del IRPF y, en especial, la regulación relativa a la transmisión de derechos de suscripción preferente y a la adquisición de acciones total o parcialmente liberadas.

La ganancia o pérdida patrimonial así computada se integrará en la base imponible y se someterá a tributación de acuerdo con el régimen general previsto para este tipo de rentas. Entre las normas que componen dicho régimen general cabe destacar:

- (i) Cuando el accionista posea valores homogéneos adquiridos en distintas fechas, se entenderán transmitidos los adquiridos en primer lugar;
- (ii) En el supuesto de que la transmisión de acciones de ENDESA diese lugar a una pérdida patrimonial, dicha pérdida no se computará en los casos y con los requisitos previstos en el artículo 31.5 de la Ley del IRPF;
- (iii) Las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de acciones de ENDESA adquiridas con un año o menos de antelación a la fecha en que tenga lugar la transmisión, se integrarán en la parte general de la base imponible, gravándose con arreglo a la escala general del IRPF;
- (iv) Por el contrario, las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de acciones de ENDESA adquiridas con más de un año de antelación a la fecha en que tenga lugar la transmisión, se integrarán en la parte especial de la base imponible, gravándose al tipo fijo del 15%; y
- (v) Si las acciones de ENDESA objeto de transmisión hubieran sido adquiridas con anterioridad a 31 de diciembre de 1994 deberá tenerse en cuenta, a la hora de determinar la ganancia patrimonial derivada de dicha transmisión, el número de años que dichas acciones hayan permanecido en el patrimonio del accionista hasta el 31 de diciembre de 1996, con el fin de aplicar los coeficientes reductores establecidos en la disposición transitoria octava de la Ley 18/1991, de 6 de junio, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas, a la que se remite la Disposición Transitoria Novena de la vigente Ley del IRPF.

Las ganancias patrimoniales obtenidas por contribuyentes del IRPF no estarán sujetas a retención o ingreso a cuenta.

- (b) Sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades

Los sujetos pasivos del IS, o contribuyentes por el IRnR que actúen a través de establecimiento permanente en España, que transmitan acciones de ENDESA deberán integrar en su base imponible la renta positiva o negativa derivada de la transmisión en la forma prevista en el artículo 10 y siguientes de la Ley del IS.

A estos efectos, la renta positiva o negativa derivada de la transmisión vendrá determinada por la diferencia entre el valor contable de las acciones de ENDESA transmitidas y la contraprestación recibida por dichas acciones, que será igual al importe en metálico recibido, que incluirá, en su caso, la cantidad pagada por el Agente de Picos, más el valor de cotización de las acciones de Gas Natural recibidas en la fecha de la transmisión.

Los sujetos pasivos de este impuesto que tengan un porcentaje de participación con anterioridad a la transmisión, directo o indirecto, igual o superior al 5 por 100 del capital social de ENDESA, y hubieran poseído dicho porcentaje durante el año anterior al día de la transmisión, tendrán derecho a deducción por doble imposición en las condiciones y con los requisitos del artículo 30.5 de la Ley del IS.

Adicionalmente, los accionistas que transmitan acciones de ENDESA que otorguen una participación igual o superior al 5% de su capital social, poseído al menos con un año de antelación a la fecha de transmisión, podrán beneficiarse de la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios regulada en el artículo 42 de la Ley del IS, si reinvierten el importe obtenido en la transmisión de las acciones dentro de los plazos y de acuerdo con los requisitos indicados en el citado artículo.

Accionistas de ENDESA no residentes en territorio español

El presente apartado analiza el tratamiento fiscal aplicable a los accionistas de ENDESA no residentes en territorio español, excluyendo a aquellos que actúen en territorio español mediante establecimiento permanente, así como a aquellos inversores personas físicas residentes en otros Estados miembros de la Unión Europea (siempre que no lo sean de un territorio calificado como paraíso fiscal) e igualmente contribuyentes por el IRnR, cuyos rendimientos obtenidos en territorio español procedentes del trabajo y de actividades económicas alcancen, al menos, el 75% de la totalidad de su renta en el ejercicio y que opten por tributar en calidad de contribuyentes por el IRPF cuyo régimen fiscal ha quedado descrito junto al de los accionistas residentes de ENDESA.

Se consideran inversores no residentes las personas físicas que no sean contribuyentes por el IRPF y las entidades no residentes en territorio español, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 5 y 6 del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre la Renta de no Residentes, aprobado por Real Decreto Legislativo 5/2004, de 5 de marzo, (en adelante, "Ley del IRnR").

El régimen que se describe a continuación es de carácter general, por lo que se deberán tener en cuenta las particularidades de cada accionista y las que puedan resultar de los Convenios para evitar la doble imposición celebrados entre terceros países y España.

De acuerdo con la Ley del IRnR, las ganancias patrimoniales obtenidas por personas físicas o entidades no residentes por la transmisión de las acciones de ENDESA se consideran renta obtenida en territorio español y estarán, como regla general, sometidas a tributación por el IRnR al tipo general del 35 por 100, salvo que el transmitente tenga derecho a la aplicación de un Convenio para evitar la doble imposición suscrito por España que establezca que dicha ganancia patrimonial sólo puede someterse a imposición en el Estado en que reside el transmitente. A estos efectos será necesario aportar un certificado de residencia fiscal expedido por la autoridad fiscal correspondiente, donde deberá constar expresamente que el contribuyente es residente en el sentido definido en el Convenio.

Adicionalmente, estarán exentas del IRnR las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de las acciones de ENDESA en los siguientes casos:

- (i) Cuando la transmisión se realice en alguno de los mercados secundarios oficiales de valores españoles, y el transmitente sea residente en un Estado que tenga suscrito con España un Convenio para evitar la doble imposición con cláusula de intercambio de información (en la actualidad, todos los Convenios firmados por España contienen dicha cláusula, excepto el suscrito con Suiza), siempre que la ganancia se obtenga sin mediación de establecimiento permanente en territorio español; o

- (ii) Cuando el transmitente sea residente en otro Estado miembro de la Unión Europea, siempre que la ganancia sea obtenida sin mediación de establecimiento permanente en territorio español. La exención no alcanza a las ganancias patrimoniales que se generen como consecuencia de la transmisión de acciones cuando, en algún momento, dentro de los doce meses precedentes a la transmisión, el sujeto pasivo haya participado, directa o indirectamente, en, al menos, el 25% del capital o patrimonio de la sociedad emisora, o cuando el activo de dicha entidad consista principalmente, directa o indirectamente, en bienes inmuebles situados en territorio español.

Ninguna de las exenciones anteriores será aplicable cuando la ganancia patrimonial se obtenga a través de países o territorios calificados reglamentariamente como paraísos fiscales. Además, será necesario justificar la residencia fiscal mediante un certificado de residencia expedido por las autoridades fiscales del país de residencia.

La ganancia o pérdida patrimonial se calculará por la diferencia entre el valor de adquisición de las acciones de ENDESA transmitidas y su valor de transmisión, y se someterá a tributación separadamente para cada transmisión, no siendo posible la compensación de ganancias y pérdidas patrimoniales. Cuando el inversor posea valores homogéneos, adquiridos en distintas fechas, se entenderán transmitidos los adquiridos en primer lugar.

A estos efectos, el valor de transmisión vendrá determinado por (i) el valor de cotización de las acciones de ENDESA en la fecha de la transmisión o, si fuese superior, (ii) el importe en metálico recibido, que incluirá, en su caso, la cantidad pagada por el Agente de Picos, más el valor de cotización de las acciones de Gas Natural recibidas en contraprestación en la fecha de la transmisión.

Para la determinación del valor de adquisición de las acciones de ENDESA, a los efectos del cálculo de la ganancia patrimonial derivada de su transmisión, deberá tenerse en cuenta la normativa al efecto aplicable contenida en la Ley del IRPF, a la que se remite la Ley del IRnR, y en especial, la regulación relativa a la transmisión de derechos de suscripción preferente y a la adquisición de acciones total o parcialmente liberadas.

En virtud de lo dispuesto por la Disposición Transitoria Única de la Ley del IRnR, los contribuyentes por este impuesto sin establecimiento permanente que sean personas físicas podrán aplicar los coeficientes reductores a que se refiere la Disposición Transitoria Novena de la Ley del IRPF a las ganancias patrimoniales derivadas de acciones adquiridas con anterioridad a 31 de diciembre de 1994.

En los términos previstos en la Ley del IRnR, las ganancias patrimoniales obtenidas por inversores no residentes sin mediación de establecimiento permanente no estarán sujetas a retención o ingreso a cuenta del IRnR. El inversor no residente estará obligado a presentar declaración, determinando e ingresando, en su caso, la deuda tributaria correspondiente. Podrán también efectuar la declaración e ingreso su representante fiscal en España o el depositario o gestor de las acciones, con sujeción al procedimiento y el modelo de declaración previstos en la Orden Ministerial de 23 de diciembre de 2003.

2.5.2 Régimen fiscal aplicable a las Nuevas Acciones

Imposición indirecta en la adquisición y transmisión de las Nuevas Acciones

La adquisición y, en su caso, ulterior transmisión de las Nuevas Acciones estará exenta del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados y del Impuesto

sobre el Valor Añadido, en los términos y con las excepciones previstas en el artículo 108 de la Ley 24/1988 y concordantes de las leyes reguladoras de los impuestos citados.

Imposición directa derivada de la titularidad y transmisión de las Nuevas Acciones

Inversores residentes en territorio español

El presente apartado analiza el tratamiento fiscal aplicable tanto a los inversores residentes en territorio español, según se define en el apartado 2.5.1 anterior, como a aquellos otros que, aun no siendo residentes, sean contribuyentes por IRnR y actúen a través de establecimiento permanente en España, así como a aquellos inversores, personas físicas, residentes en otros Estados miembros de la Unión Europea (siempre que no lo sean de un territorio calificado reglamentariamente como paraíso fiscal) e igualmente contribuyentes por el IRnR cuyos rendimientos obtenidos en territorio español procedentes del trabajo y de actividades económicas alcancen, al menos, el 75 por ciento de la totalidad de su renta en el ejercicio y que opten por tributar en calidad de contribuyentes por el IRPF.

(a) Personas físicas

(a.1) Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas

Dividendos y otros rendimientos

Los rendimientos percibidos por los inversores residentes en España en concepto de dividendos, participaciones en beneficios, primas de asistencia a juntas o cualquier otra utilidad derivada de su condición de accionista de Gas Natural, tendrán la consideración de rendimientos íntegros del capital mobiliario, a integrar en la base imponible de su IRPF.

A efectos de su integración en la base imponible del IRPF, el dividendo o rendimiento íntegro se multiplicará por el porcentaje del 140 por 100 con carácter general. Para el cálculo del rendimiento neto serán deducibles los gastos de administración y depósito de las Nuevas Acciones, conforme a lo previsto en el artículo 24 de la Ley del IRPF, pero no los de gestión discrecional e individualizada de la cartera. Los accionistas tendrán derecho a deducir de su cuota líquida total del IRPF el 40 por 100 del importe íntegro percibido, en concepto de deducción por doble imposición de dividendos. Las cantidades no deducidas por insuficiencia de cuota líquida podrán deducirse en los cuatro años siguientes.

No obstante, el dividendo o rendimiento se integrará en la base imponible multiplicado por el coeficiente del 100 por 100, sin posibilidad de aplicar deducción por doble imposición de dividendos, cuando deriven de Nuevas Acciones adquiridas dentro de los dos meses anteriores a la fecha en que aquellos se hubieran satisfecho cuando, con posterioridad a esta fecha, dentro del mismo plazo, se produzca una transmisión de valores homogéneos.

Los dividendos y otros rendimientos percibidos por su condición de accionistas están sujetos, con carácter general, a retención o ingreso a cuenta en el porcentaje del 15 por 100. La retención a cuenta será deducible de la cuota del IRPF y, en caso de insuficiencia de ésta, dará lugar a las devoluciones previstas en la Ley del IRPF.

Prima de emisión

El importe de los dividendos distribuidos con cargo a prima de emisión minorará, hasta su anulación, el valor de adquisición de las Nuevas Acciones, y el exceso que pudiera resultar tributará como rendimiento del capital mobiliario, que deberá integrarse en la base imponible

multiplicado por el coeficiente del 100 por 100, sin posibilidad de aplicar deducción por doble imposición de dividendos.

Los dividendos distribuidos con cargo a prima de emisión no estarán sujetos, con carácter general, a retención o ingreso a cuenta.

Ganancias y pérdidas patrimoniales

La transmisión de las Nuevas Acciones, bien a título oneroso o, en los casos previstos en la Ley del IRPF, a título lucrativo, dará lugar a una ganancia o pérdida patrimonial que se computará por diferencia entre el valor de adquisición y el valor de transmisión.

A estos efectos, el valor de adquisición de las Nuevas Acciones vendrá determinado por el valor de cotización de dichas acciones en la fecha en que se produjo su adquisición, más los gastos y tributos inherentes a la adquisición, excluidos los intereses, que hubieran sido satisfechos por el inversor. El valor de transmisión vendrá determinado por su valor de cotización en la fecha de la transmisión, o el precio pactado si fuese superior, minorado en los gastos e importes inherentes a la misma satisfechos por el transmitente.

La ganancia o pérdida patrimonial así computada se integrará en la base imponible y se someterá a tributación de acuerdo con el régimen general previsto para este tipo de rentas. Entre las normas que componen dicho régimen general cabe destacar:

- (i) Cuando el accionista posea valores homogéneos adquiridos en distintas fechas, se entenderán transmitidos los adquiridos en primer lugar;
- (ii) En el supuesto de que la transmisión de Nuevas Acciones diese lugar a una pérdida patrimonial, dicha pérdida no se computará en los casos y con los requisitos previstos en el artículo 31.5 de la Ley del IRPF;
- (iii) Las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de Nuevas Acciones adquiridas con un año o menos de antelación a la fecha en que tenga lugar la transmisión, se integrarán en la parte general de la base imponible, gravándose con arreglo a la escala general del IRPF;
- (iv) Por el contrario, las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de Nuevas Acciones adquiridas con más de un año de antelación a la fecha en que tenga lugar la transmisión, se integrarán en la parte especial de la base imponible, gravándose al tipo fijo del 15%; y

Cuando el inversor posea acciones de Gas Natural adquiridas en distintas fechas, se entenderán transmitidas las adquiridas en primer lugar.

El importe obtenido por la transmisión de los derechos de suscripción preferente minorará el valor de adquisición de las acciones de las cuales procedan tales derechos, a efectos de futuras transmisiones. No obstante, si el importe obtenido llegará a ser superior a dicho valor de adquisición, la diferencia tendrá la consideración de ganancia patrimonial. Cuando se transmitan derechos de suscripción, pero no en su totalidad, se entenderá que los transmitidos corresponden a los valores adquiridos en primer lugar.

La entrega de acciones liberadas por Gas Natural a sus accionistas no constituirá renta para éstos. En el supuesto de acciones totalmente liberadas, el valor de adquisición tanto de éstas como de las que procedan resultará de repartir el coste total de las antiguas entre el número de

acciones, tanto antiguas como liberadas, que correspondan. Para las acciones parcialmente liberadas se estará al importe realmente satisfecho.

Las ganancias patrimoniales obtenidas por contribuyentes del IRPF no estarán sujetas a retención o ingreso a cuenta.

(a.2) Impuesto sobre el Patrimonio

A los inversores personas físicas residentes en territorio español se les exigirá el Impuesto sobre el Patrimonio ("IP") por la totalidad del patrimonio neto del que sean titulares el 31 de diciembre de cada año, con independencia del lugar donde estén situados los bienes o puedan ejercitarse los derechos.

Sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma, la Ley 19/1991, de 6 de junio, del Impuesto sobre el Patrimonio ("Ley del IP") fija a estos efectos un mínimo exento de 108.182,18 euros, y una escala de gravamen cuyos tipos marginales oscilan entre el 0,2 por 100 y el 2,5 por 100.

A tal efecto, aquellas personas físicas residentes fiscales en España que adquieran las Nuevas Acciones de Gas Natural y que estén obligadas a presentar declaración por el IP, deberán declarar las Nuevas Acciones que posean a 31 de diciembre de cada año, las cuales se computarán según el valor de negociación media del cuarto trimestre de dicho año. El Ministerio de Hacienda publicará anualmente dicha cotización media.

(a.3) Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

La transmisión de Nuevas Acciones a título lucrativo (por causa de muerte o donación) en favor de personas físicas residentes en España estará sujeta al Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones ("ISD") en los términos previstos en la Ley 29/1987, de 18 de diciembre, del Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones ("Ley del ISD"), siendo sujeto pasivo el adquirente de las Nuevas Acciones, todo ello sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma.

El tipo impositivo aplicable oscila entre el 7,65% y el 34%. No obstante, la aplicación sobre la cuota así obtenida de determinados coeficientes multiplicadores en función del patrimonio preexistente y el grado de parentesco del adquirente puede suponer una tributación de hasta el 81,6 por 100 de la base imponible.

(b) Sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades

Dividendos o participaciones en beneficios

Los sujetos pasivos del IS, o los contribuyentes del IRnR que actúen en España a través de establecimiento permanente, deberán integrar en su base imponible el importe íntegro de los dividendos o participaciones en beneficios recibidos como consecuencia de la titularidad de las Nuevas Acciones, en la forma prevista en los artículos 10 y siguientes de la Ley del IS. Además tendrán derecho a deducir, salvo excepciones, en concepto de deducción por doble imposición de dividendos, el 50 por 100 de la cuota íntegra que corresponda a la base imponible derivada de dichos dividendos. A estos efectos se considerará que la base imponible es el importe íntegro de los mismos.

No obstante, la deducción anterior será del 100 por 100 de la cuota íntegra cuando el porcentaje de participación, directo o indirecto, en Gas Natural sea igual o superior al 5 por 100, siempre que dicho porcentaje se hubiera tenido de manera ininterrumpida durante el año

anterior al día en que sea exigible el beneficio que se distribuya o, en su defecto, que se mantenga durante el tiempo que sea necesario para completar el año, y se cumplan los demás requisitos del artículo 30 de la Ley del IS.

Las cantidades no deducidas por insuficiencia de cuota íntegra podrán deducirse de las cuotas íntegras de los periodos impositivos que concluyan en los siete años inmediatos y sucesivos.

Los dividendos pagados por Gas Natural a los inversores sujetos pasivos del IS estarán sujetos, como regla general, a retención o ingreso a cuenta en un porcentaje del 15 por 100, salvo determinadas excepciones. Esta retención o ingreso a cuenta será deducible de la cuota íntegra del IS, y el exceso sobre la cuota resultante de la autoliquidación, en su caso, dará lugar a las devoluciones previstas en la Ley del IS.

Prima de emisión

El importe de los dividendos distribuidos con cargo a prima de emisión minorará, hasta su anulación, el valor de adquisición de las Nuevas Acciones, y el exceso que pudiera resultar se integrará en la base imponible, sin posibilidad de aplicar deducción por doble imposición de dividendos.

Los dividendos distribuidos con cargo a prima de emisión no estarán sujetos, con carácter general, a retención o ingreso a cuenta.

Rentas derivadas de la transmisión de las Nuevas Acciones

Los sujetos pasivos del IS, así como los contribuyentes del IRnR que actúen en España a través de establecimiento permanente, deberán integrar en su base imponible la renta derivada de la transmisión de las Nuevas Acciones, en la forma prevista en los artículos 10 y siguientes de la Ley del IS.

Los sujetos pasivos de este impuesto que tengan un porcentaje de participación con anterioridad a la transmisión, directo o indirecto, igual o superior al 5 por 100 del capital social de Gas Natural, y hubieran poseído dicho porcentaje durante el año anterior al día de la transmisión, tendrán derecho a deducción por doble imposición en las condiciones y con los requisitos del artículo 30.5 de la Ley del IS.

Adicionalmente, los accionistas que transmitan acciones de Gas Natural que otorguen una participación igual o superior al 5% de su capital social, poseído al menos con un año de antelación a la fecha de transmisión, podrán beneficiarse de la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios regulada en el artículo 42 de la Ley del IS, si reinvierten el importe obtenido en la transmisión de las acciones dentro de los plazos y de acuerdo con los requisitos indicados en el citado artículo.

Las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de las acciones de Gas Natural no estarán sujetas a retención.

Inversores no residentes en territorio español

El presente apartado analiza, con carácter general, el tratamiento fiscal aplicable a los inversores no residentes en territorio español, definidos en el apartado 2.5.1 anterior, excluyendo a aquellos que actúen en territorio español mediante establecimiento permanente al cual estén afectas las Nuevas Acciones, cuyo régimen fiscal es idéntico al descrito para los inversores residentes sujetos pasivos del IS, así como a aquellos inversores personas físicas residentes en otros Estados miembros de la Unión Europea (siempre que no lo sean de un

territorio calificado como paraíso fiscal) e igualmente contribuyentes por el IRnR, cuyos rendimientos obtenidos en territorio español procedentes del trabajo y de actividades económicas alcancen, al menos, el 75% de la totalidad de su renta en el ejercicio y que opten por tributar en calidad de contribuyentes por el IRPF, cuyo régimen fiscal ha quedado descrito junto al de los inversores residentes.

El régimen que se describe a continuación es de carácter general, por lo que se deberán tener en cuenta las particularidades de cada sujeto pasivo y las que puedan resultar de los Convenios para evitar la doble imposición celebrados entre terceros países y España.

(a) Impuesto sobre la Renta de no Residentes

Dividendos

Los dividendos y demás participaciones en beneficios equiparados por la normativa fiscal a los mismos, obtenidos por personas físicas o entidades no residentes en España que actúen sin establecimiento permanente, como consecuencia de la titularidad de las Nuevas Acciones, estarán sometidos a tributación por el IRnR, como regla general, al tipo de gravamen del 15% sobre el importe íntegro percibido.

Con carácter general, Gas Natural efectuará, en el momento del pago del dividendo, una retención a cuenta del IRnR del 15 por 100. No obstante, cuando en virtud de la residencia fiscal del receptor resulte aplicable una exención prevista en el IRnR o un Convenio para evitar la doble imposición suscrito por España que establezca una exención o un tipo reducido de tributación, se aplicará, en su caso, la exención o el tipo de gravamen reducido previsto en el Convenio para dividendos, previa la acreditación de su residencia fiscal en la forma establecida por la normativa en vigor.

A estos efectos, en la actualidad se encuentra vigente un procedimiento especial, aprobado por la Orden del Ministerio de Economía y Hacienda de 13 de abril de 2000, para hacer efectiva la práctica de retención al tipo que corresponda en cada caso, o la exclusión de retención, cuando en el procedimiento de pago intervengan entidades financieras domiciliadas, residentes o representadas en España que sean depositarias o gestionen el cobro de dividendos derivados de valores negociables. De acuerdo con esta norma, Gas Natural practicará en el momento de distribuir el dividendo una retención sobre el importe íntegro del mismo al tipo general del 15 por 100 y transferirá el importe líquido a las entidades depositarias. Las entidades depositarias que, a su vez, tengan acreditado el derecho de los accionistas a la aplicación de tipos reducidos o a la exclusión de retención (para lo cual éstos deberán justificar su residencia fiscal aportando a la entidad depositaria el certificado de residencia fiscal o el formulario específico que, en su caso, resulte procedente, antes del día 10 del mes siguiente a aquél en el que se distribuya el dividendo) recibirán de inmediato el importe retenido en exceso para su abono a los mismos.

En todo caso, practicada la retención por Gas Natural o reconocida la procedencia de la exención, los accionistas no residentes no estarán obligados a presentar declaración en España por el IRnR.

Cuando resulte de aplicación una exención o un tipo reducido de tributación previsto en un Convenio, y el inversor no haya acreditado el derecho a la tributación al tipo reducido o a la exclusión de retención dentro del plazo señalado en el párrafo anterior, el inversor podrá solicitar de la Hacienda Pública la devolución del importe retenido en exceso con sujeción al procedimiento y al modelo de declaración previstos en la Orden Ministerial de 23 de diciembre de 2003.

Se aconseja a los inversores que consulten con sus abogados o asesores fiscales sobre el procedimiento a seguir, en cada caso, a fin de solicitar la mencionada devolución a la Hacienda Pública española.

Prima de emisión

El importe de los dividendos distribuidos con cargo a prima de emisión minorará, hasta su anulación, el valor de adquisición de las acciones afectadas, y el exceso que pudiera resultar tributará como dividendo según el apartado anterior.

No obstante, los dividendos distribuidos con cargo a prima de emisión no estarán sujetos, con carácter general, a retención o ingreso a cuenta, sin perjuicio de la obligación de los accionistas no residentes de presentar declaración por el IRnR en España por el exceso que pudiera resultar sobre el valor de adquisición de sus acciones.

Ganancias y pérdidas patrimoniales

De acuerdo con la Ley del IRnR, las ganancias patrimoniales obtenidas por inversores no residentes en la transmisión de Nuevas Acciones de Gas Natural se considerarán renta obtenida en territorio español y estarán, como regla general, sometidas a tributación por el IRnR al tipo general del 35 por 100, salvo que el transmitente tenga derecho a la aplicación de un Convenio para evitar la doble imposición suscrito por España que establezca que dicha ganancia patrimonial sólo puede someterse a imposición en el Estado en que reside el transmitente. A estos efectos será necesario aportar un certificado de residencia fiscal expedido por la autoridad fiscal correspondiente, donde deberá constar expresamente que el contribuyente es residente en el sentido definido en el Convenio.

Adicionalmente, estarán exentas del IRnR las ganancias patrimoniales derivadas de la transmisión de Nuevas Acciones en los siguientes casos:

- (i) Cuando la transmisión se realice en alguno de los mercados secundarios oficiales de valores españoles, y el transmitente sea residente en un Estado que tenga suscrito con España un Convenio para evitar la doble imposición con cláusula de intercambio de información (en la actualidad, todos los Convenios firmados por España contienen dicha cláusula, excepto el suscrito con Suiza), siempre que la ganancia se obtenga sin mediación de establecimiento permanente en territorio español; o
- (ii) Cuando el transmitente sea residente en otro Estado miembro de la Unión Europea, siempre que la ganancia sea obtenida sin mediación de establecimiento permanente en territorio español. La exención no alcanza a las ganancias patrimoniales que se generen como consecuencia de la transmisión de acciones cuando, en algún momento, dentro de los doce meses precedentes a la transmisión, el sujeto pasivo haya participado, directa o indirectamente, en, al menos, el 25% del capital o patrimonio de la sociedad emisora, o cuando el activo de dicha entidad consista principalmente, directa o indirectamente, en bienes inmuebles situados en territorio español.

Ninguna de las exenciones anteriores será aplicable cuando la ganancia patrimonial se obtenga a través de países o territorios calificados reglamentariamente como paraísos fiscales. Además, será necesario justificar la residencia fiscal mediante un certificado de residencia expedido por las autoridades fiscales del país de residencia.

La ganancia o pérdida patrimonial se calculará por la diferencia entre el valor de adquisición de las Nuevas Acciones transmitidas y su valor de transmisión, y se someterá a tributación

separadamente para cada transmisión, no siendo posible la compensación de ganancias y pérdidas patrimoniales. Cuando el inversor posea valores homogéneos, adquiridos en distintas fechas, se entenderán transmitidos los adquiridos en primer lugar.

A estos efectos, el valor de adquisición de las Nuevas Acciones vendrá determinado por el valor de cotización de dichas acciones en la fecha en que se produjo su adquisición, más los gastos y tributos inherentes a la adquisición, excluidos los intereses, que hubieran sido satisfechos por el inversor. Además, para la determinación del valor de adquisición deberá tenerse en cuenta la normativa al efecto aplicable contenida en la Ley del IRPF, a la que se remite la Ley del IRnR, y en especial, la regulación relativa a la transmisión de derechos de suscripción preferente y a la adquisición de acciones total o parcialmente liberadas.

El importe obtenido por la transmisión de los derechos de suscripción preferente minorará el valor de adquisición de las acciones de las cuales procedan tales derechos, a efectos de futuras transmisiones. No obstante, si el importe obtenido llegará a ser superior a dicho valor de adquisición, la diferencia tendrá la consideración de ganancia patrimonial. Cuando se transmitan derechos de suscripción, pero no en su totalidad, se entenderá que los transmitidos corresponden a los valores adquiridos en primer lugar.

La entrega de acciones, total o parcialmente liberadas, por Gas Natural a sus accionistas, no constituirá renta para éstos. En el supuesto de acciones totalmente liberadas, el valor de adquisición de las nuevas y de las antiguas de las que procedan quedará fijado en el resultado de dividir el coste total de las antiguas entre el número de acciones, tanto antiguas como liberadas, que correspondan. Para las acciones parcialmente liberadas se estará al importe realmente satisfecho.

En los términos previstos en la Ley del IRnR, las ganancias patrimoniales obtenidas por inversores no residentes sin mediación de establecimiento permanente no estarán sujetas a retención o ingreso a cuenta del IRnR. El inversor no residente estará obligado a presentar declaración, determinando e ingresando, en su caso, la deuda tributaria correspondiente. Podrán también efectuar la declaración e ingreso su representante fiscal en España o el depositario o gestor de las acciones, con sujeción al procedimiento y el modelo de declaración previstos en la Orden Ministerial de 23 de diciembre de 2003.

(b) Impuesto sobre el Patrimonio

Sin perjuicio de lo que resulte de los Convenios para evitar la doble imposición suscritos por España, las personas físicas no residentes en territorio español estarán sujetas al IP por los bienes y derechos de los que sean titulares cuando los mismos estuvieran situados o pudieran ejercitarse en territorio español, siendo de aplicación la escala de gravamen general del impuesto, cuyos tipos marginales oscilan entre el 0,2 por 100 y el 2,5 por 100. Para los inversores no residentes no procede la aplicación de la reducción por mínimo exento en la base imponible.

Las autoridades fiscales españolas consideran que las acciones emitidas por sociedades españolas están situadas en España a estos efectos por lo que, en caso de que proceda su gravamen por el IP, las Nuevas Acciones propiedad de personas físicas no residentes se computarán por la cotización media del cuarto trimestre de cada año. El Ministerio de Hacienda publicará anualmente la mencionada cotización media a efectos de este impuesto.

Se aconseja a los inversores no residentes que consulten con sus abogados o asesores fiscales sobre los términos en los que, en cada caso concreto, les sea de aplicación el IP.

(c) Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

Las adquisiciones a título lucrativo de bienes situados en territorio español o de derechos que puedan ejercitarse en el mismo realizadas por personas físicas no residentes en España, cualquiera que sea la residencia del transmitente, estarán sujetas al ISD. En general, el gravamen por el ISD de las adquisiciones de no residentes sujetas al impuesto se realiza en la misma forma que para los residentes. Las sociedades no residentes en España no son sujetos pasivos de este impuesto y las rentas que obtengan por adquisiciones a título lucrativo tributarán generalmente de acuerdo con las normas del IRnR anteriormente descritas.

Se aconseja a los inversores no residentes que consulten con sus abogados o asesores fiscales sobre los términos en los que, en cada caso concreto, les sea de aplicación el ISD.

2.5.3 Obligaciones de información

Las entidades depositarias de acciones de Endesa, S.A., cuyos titulares decidan aceptar la Oferta y transmitir sus acciones, deberán incluir en sus correspondientes *Declaraciones anuales de operaciones con activos financieros y otros valores mobiliarios, Modelo 198*, entre otros aspectos, la información referente a identidad del transmitente, número de valores transmitidos e importe total de la contraprestación recibida (tanto las cantidades percibidas en efectivo, incluyendo, en su caso, la correspondiente a los “picos” de acciones de Endesa, S.A., como las acciones de Gas Natural, SDG, S.A.).

3 PLAZO, INCLUIDA CUALQUIER POSIBLE MODIFICACIÓN, DURANTE EN EL QUE ESTARÁ ABIERTA LA EMISIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SOLICITUD.

La presente emisión se enmarca dentro de los términos y condiciones de la Oferta, realizándose para atender la parte de la contraprestación en acciones ofrecida a los accionistas de Endesa que acepten dicha Oferta.

Asimismo, y sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 10.6 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, se hace constar que el Consejo de Administración de Gas Natural, en su sesión del día 5 de septiembre de 2005, con la actualización aprobada en su sesión del día 27 de enero de 2006, ha acordado proponer a la Junta General de accionistas de la sociedad la exclusión del derecho de suscripción preferente sobre las acciones de nueva emisión de la sociedad, por lo que, de ser aprobada dicha propuesta por la Junta General de accionistas de la sociedad, no existirá proceso de solicitud alguno derivado del ejercicio de los mencionados derechos.

En consecuencia, sólo los accionistas de Endesa que acepten la Oferta en la forma y plazos descritos en el Capítulo III del presente Folleto serán adjudicatarios de acciones de nueva emisión de Gas Natural. En este sentido, el proceso de emisión y adjudicación de las acciones de Gas Natural de nueva emisión tendrá lugar conforme al siguiente calendario indicativo:

ACTUACIÓN	FECHA
Autorización de la Oferta.	A
Publicación anuncios de la Oferta	A + 5
Inicio del plazo de Aceptación de la Oferta	A + 5
Publicación de la convocatoria de la Junta General de accionistas de Gas Natural	A + 5
Junta General de accionistas de Gas Natural	A + 35
Terminación del Plazo de aceptación de la Oferta.	A + 50
Publicación del resultado de la Oferta	A + 55
Consejo de Administración o, por delegación, comisión Ejecutiva de Gas Natural ejecutando ampliación de capital	A + 61
Otorgamiento de la escritura pública de ampliación de capital e inscripción de la misma en el Registro Mercantil de Barcelona.	A + 64

ACTUACIÓN	FECHA
Inscripción de las Nuevas Acciones como anotaciones en cuenta en IBERCLEAR (Cambio de titularidad de las acciones de Endesa objeto de aceptación de la Oferta)	A + 69
Liquidación de la Oferta	A + 69
Admisión a cotización de las Nuevas Acciones	A + 75

Las fechas anteriormente descritas tienen carácter estimativo y podrían no cumplirse. En tal caso, Gas Natural lo comunicaría a la CNMV para que ésta proceda en su caso a la difusión de dicha circunstancia en la forma que estime oportuna.

4. INGRESOS NETOS TOTALES Y CÁLCULO DE LOS GASTOS TOTALES DE LA EMISIÓN/ OFERTA.

Según se ha indicado anteriormente, la ampliación de capital objeto del presente Capítulo o Nota sobre Acciones se suscribirá y desembolsará mediante una aportación en especie consistente en las acciones de Endesa titularidad de los accionistas de esta sociedad que hayan aceptado la Oferta.

El importe global nominal de la emisión de las acciones que se ofrecen como contraprestación dependerá del número de accionistas de Endesa que acepten la Oferta de acuerdo con los términos de la contraprestación fijada. Esto no obstante, el número máximo de acciones que emitirá Gas Natural será igual al número de acciones de Endesa multiplicado por la ecuación de canje, es decir, 602.429.955 acciones, de 1 euro de valor nominal, por lo que el importe nominal máximo será de 602.429.955 euros, al que habría que añadir una prima por acción determinada de conformidad con lo descrito en el apartado 2.2.2 del Capítulo II del presente Folleto.

En caso de que el aumento de capital fuera suscrito y desembolsado en su integridad como consecuencia de la aceptación de la Oferta por la totalidad de los accionistas de Endesa, Gas Natural estima que los gastos estimados de la emisión son los que se detallan a continuación, con carácter meramente indicativo, dada la dificultad de precisar su importe definitivo a la fecha del presente Folleto:

Concepto	Euros
Gastos legales (Notaría y Registro)	400.000
Bolsas	300.000
CNMV	84.000
IBERCLEAR	100.000
Entidad Agente y Agente de Picos	150.000
Comisiones avales y otros gastos relacionados	42.300.000
Impuesto de operaciones societarias	147.800.000
Publicidad y comunicación	9.000.000
Otros (experto independiente, auditores, asesores financieros, abogados, traductores, etc.)	43.000.000
Total	243.134.000

Los citados gastos representan aproximadamente un 1,6% del importe total de la emisión (nominal y prima de emisión).

5. INFORMACIÓN ADICIONAL

5.1 Si en la nota sobre los valores se menciona a los asesores relacionados con una emisión, una declaración de la capacidad en que han actuado los asesores.

Las siguientes entidades han prestado servicios de asesoramiento en relación con la Oferta objeto del presente Folleto:

- (a) UBS Limited, asesor financiero de Gas Natural;
- (b) Goldman Sachs International, asesor financiero de Gas Natural;
- (c) Lazard Asesores Financieros, S.A., asesor financiero de Gas Natural;
- (d) The Boston Consulting Group, consultor de Gas Natural;
- (e) LECG, asesor de Gas Natural en materia de competencia;
- (f) Freshfields Bruckhaus Deringer, despacho encargado del asesoramiento legal a Gas Natural en materia de derecho español;
- (g) Lovells, despacho encargado del asesoramiento legal a Gas Natural en materia de derecho español;
- (h) José María Jiménez Laiglesia y Juan Jiménez Laiglesia, asesores de Gas Natural en derecho español de defensa de la competencia;
- (i) Cleary Gottlieb Steen & Hamilton, despacho encargado del asesoramiento legal a Gas Natural en materia de derecho comunitario;
- (j) Simpson Thacher & Barlett LLP, despacho encargado del asesoramiento a Gas Natural en derecho estadounidense; y
- (k) Baker & McKenzie, despacho encargado del asesoramiento a Gas Natural en materia de derecho estadounidense.

Asimismo, Gas Natural ha recibido asesoramiento en derecho del mercado de valores, de defensa de la competencia y/o de sectores regulados en Argentina, Brasil, Colombia, Chile, España, Estados Unidos, Francia, Italia, Marruecos, Méjico, Panamá, Perú, Polonia, Portugal, República Dominicana y Turquía.

Los servicios prestados por la Caixa y por Bank of New York figuran detallados en el apartado 3.6 del Capítulo III del presente Folleto.

5.2 Indicación de otra información sobre los valores que haya sido auditada o revisada por los auditores y si los auditores han presentado un informe. Reproducción del informe o, con el permiso de la autoridad competente, un resumen del mismo.

A los efectos del artículo 159.1 de la Ley de Sociedades Anónimas, Audihispana, S.A. ha emitido el informe que se adjunta como **Anexo 5** del presente Folleto, cuyas conclusiones son las siguientes:

“- En el caso de una sociedad cotizada, el valor razonable se entiende como el valor de mercado y éste se presume, salvo que se justifique lo contrario, referido a su cotización bursátil. Los valores de cotización por acción, obtenidos en los términos indicados en el apartado f) anterior, son los siguientes:

	<i>Valor de cotización (euros por acción)</i>
<i>Trimestre finalizado el 2 de septiembre de 2005</i>	23,87
<i>Trimestre finalizado el 31 de enero de 2006</i>	23,23
<i>Día 31 de enero de 2006</i>	23,78
<i>Día 1 de febrero de 2006</i>	24,45

- *Los datos contenidos en el informe de los Administradores de la Sociedad para justificar su propuesta son razonables por estar adecuadamente documentados y expuestos.*
- *El tipo mínimo de emisión por acción propuesto por los Administradores a la aprobación de la Junta General de Accionistas, dado que “deberá ser en todo caso superior a 12,055 euros por acción”, es superior al valor neto patrimonial consolidado de las acciones de la Sociedad actualmente en circulación que, según se desprende de los últimos estados financieros consolidados auditados al 31 de octubre de 2005, asciende a 12,055 euros por acción, sin incluir la parte atribuible a socios externos.”*

5.3 Cuando se incluya una declaración o un informe atribuido a una persona en calidad de experto, proporcionar el nombre de esas personas, dirección profesional, cualificaciones e interés importante en el emisor, según proceda. Si el informe se presenta a petición del emisor, una declaración a ese efecto de que se incluye dicha declaración o informe, la forma y el contexto en que se incluye, con el consentimiento de la persona que haya autorizado el contenido de esa parte de la Nota sobre los valores.

A los efectos del artículo 38 de la Ley de Sociedades Anónimas, Bolsa de Barcelona, S.A., con domicilio en Barcelona, Paseo de Gracia 19, ha emitido el informe que se adjunta como **Anexo 6** del presente Folleto, cuyas conclusiones son las siguientes:

“De acuerdo con lo previsto en el artículo 133.2 segundo párrafo del Reglamento del Registro Mercantil, el valor de las acciones a emitir en la ampliación de capital de GAS NATURAL descrita en los antecedentes en contraprestación de la aportación no dineraria de las acciones de ENDESA de los accionistas de ésta última que finalmente hayan aceptado la Oferta, no podrá superar en más de un 20 por 100 el valor atribuido en este informe a la mencionada aportación. Por tanto, si la Oferta fuera aceptada por todos los accionistas de ENDESA, el valor de la ampliación no podrá superar el importe total de 17.394.839.054,39 euros, que resulta de multiplicar el importe de la aportación no dineraria indicado con anterioridad (14.495.699.211,99 euros) por el 120%.

Dado que el importe de la ampliación sería de un máximo de 14.777.606.796,15 euros, que resulta de multiplicar el tipo máximo de emisión por acción (24,53 euros) por el número máximo de acciones a emitir (602.429.955 acciones), cabe concluir que el valor máximo de las acciones a emitir no supera en más de un 20% el valor de la aportación no dineraria prevista.

Esta conclusión no variaría en el caso de suscripción incompleta de la ampliación de capital a acordar por GAS NATURAL si la Oferta no fuera aceptada por todos los destinatarios a los que se dirige dado que, de acuerdo con los antecedentes de este informe, en caso de suscripción incompleta la ecuación de canje se mantendrá

invariable, afectando sólo al número de acciones a emitir por GAS NATURAL, que se ajustaría en la medida necesaria. Tampoco variaría esta conclusión en caso de que el tipo de emisión fuera inferior al tipo máximo de 24,53 euros por acción”

- 5.4 En los casos en que la información proceda de un tercero, proporcionar una confirmación de que la información se ha reproducido con exactitud y que, en la medida en que el emisor tiene conocimiento de ello y puede determinar a partir de la información publicada por ese tercero, no se ha omitido ningún hecho que haría la información reproducida inexacta o engañosa. Además, el emisor debe identificar la fuente o fuentes de la información.**

La información antes reproducida contenida en los informes de experto independiente a efectos del artículo 38 de la Ley de Sociedades Anónimas y de auditor de cuentas distinto de la sociedad a efectos del artículo 159.1.c) de la Ley de Sociedades Anónimas, incluidos como **Anexo 5 y Anexo 6**, respectivamente, de este Folleto, así como dichos informes, han sido reproducidos e incorporados con exactitud y sin omitir ningún hecho que haría la información reproducida e incorporada inexacta o engañosa.

Barcelona, a 24 de febrero de 2006

Fdo.: D. Rafael Villaseca Marco