

8 Cuentas Anuales



Cuentas Anuales Consolidadas 2017

Informe de auditoría



Ernst & Young, S.L.
C/ Raimundo Fernández Villaverde, 65
28003 Madrid

Tel.: 902 365 456
Fax.: 915 727 300
ey.com

INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS EMITIDO POR UN AUDITOR INDEPENDIENTE

A los accionistas de Enagás, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Enagás, S.A. (la Sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el balance de situación a 31 de diciembre de 2017, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de ingresos y gastos reconocidos, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2017, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas* de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.



Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

Recuperación de los activos financieros relacionados con Gasoducto del Sur Peruano, S.A.

Descripción Con fecha 24 de enero de 2017, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Perú declaró la terminación del Contrato de Concesión “Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano” y con fecha 4 de diciembre de 2017 el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (en adelante, INDECOPI) difundió mediante publicación en el Diario El Peruano la declaración de concurso de acreedores de Gasoducto del Sur Peruano, S.A. tal y como se explica en la nota 1.6 de la memoria consolidada adjunta.

El Grupo Enagás mantiene un activo financiero por importe de 275,3 millones de dólares americanos relativos a la inversión en Gasoducto del Sur Peruano, S.A. y cuentas a cobrar por importe de 227,6 y 6,8 millones de dólares americanos consecuencia de la ejecución de las garantías de fiel cumplimiento del Contrato de Concesión junto con la financiación bancaria del proyecto y de créditos por servicios profesionales prestados, respectivamente, que suponen activos registrados a 31 de diciembre de 2017 por importe de 388 millones de euros (nota 3.3.a de la memoria consolidada adjunta).

Asimismo, tal y como se describe en la nota 1.6 de la memoria consolidada adjunta, el Grupo Enagás mantiene una controversia con el Gobierno Peruano, en relación a su inversión en Gasoducto Sur Peruano, que fue comunicada a través del Ministerio de Energía y Minas y del Ministerio de Economía y Finanzas, con fecha 20 de diciembre de 2017, en los términos del artículo 9.1 del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones (en adelante, APRI) suscrito entre la República del Perú y el Reino de España.

Hemos considerado este asunto como una cuestión clave de nuestra auditoría por la significatividad de los importes relacionados y por la incertidumbre sobre el desenlace final de la resolución que existe en este tipo de procesos, de larga duración y complejos, desde el punto de vista legal, técnico y económico sujetos a las actuaciones legales y económicas a adoptar por las distintas partes involucradas e interesadas.

Nuestra respuesta

En esta área, nuestros procedimientos de auditoría consistieron, entre otros, en:

- ▶ Revisión de los contratos y acuerdos entre accionistas de Gasoducto Sur Peruano, S.A. y la evaluación de su cumplimiento.
- ▶ Lectura de la correspondencia entre organismos oficiales del Perú y la entidad participada Gasoducto del Sur Peruano, S.A.
- ▶ Reuniones con los expertos externos independientes contratados por el Grupo Enagás tanto en derecho peruano como en derecho internacional.



- ▶ Revisión de informes de análisis preparados por distintos expertos en derecho peruano e internacional (derecho concursal, derecho penal y derecho administrativo entre otros) y de la Asesoría Jurídica Interna del Grupo Enagás.
- ▶ Revisión del proceso de estimaciones contables del Grupo Enagás en su análisis de recuperación de los activos financieros mencionados y sobre la base del informe elaborado por un experto contable externo y del informe elaborado por un perito independiente en relación a la determinación del valor neto contable que será utilizado en el proceso de resolución de la controversia.
- ▶ Revisión del análisis de la recuperación de los activos financieros realizado por la Dirección del Grupo Enagás en función de los distintos escenarios considerados (análisis de sensibilidad).
- ▶ Revisión de los desgloses incluidos en la memoria consolidada adjunta de conformidad con la normativa vigente.

Combinación de negocios de GNL Quintero, S.A.

Descripción Tal y como se describe en la nota 1.7 de la memoria consolidada adjunta, con fecha 1 de enero de 2017 la sociedad dependiente Enagás Chile, Spa ha adquirido el control sobre la sociedad GNL Quintero, S.A. en la que ya tenía una participación anterior, habiéndose producido una combinación de negocios realizada por etapas.

En el proceso de identificación y asignación del valor razonable de los activos y pasivos adquiridos ha participado un experto independiente y ha surgido un aspecto clave de nuestra auditoría por la significatividad de los importes y por el alto grado de juicio aplicado por parte de la Dirección del Grupo Enagás.

Nuestra respuesta

En esta área, nuestros procedimientos de auditoría han consistido, entre otros en:

- ▶ Revisión de los acuerdos entre accionistas de los que se desprende la toma de control sobre GNL Quintero, S.A. desde el 1 de enero de 2017.
- ▶ Revisión, en colaboración con nuestros especialistas de valoraciones, de la razonabilidad de la metodología empleada por la Dirección del Grupo Enagás y el experto independiente así como en las proyecciones de flujos de caja de GNL Quintero, S.A. cubriendo, en particular, la tasa de descuento utilizada y la tasa de crecimiento a largo plazo.
- ▶ Revisión de la información financiera proyectada en el plan de negocio, a partir de la información financiera histórica y presupuestaria, las condiciones actuales del mercado y las expectativas sobre la evolución futura considerando la información pública suministrada por otras compañías del sector.
- ▶ Verificación del registro contable de la combinación de negocios.
- ▶ Confirmación de independencia del experto independiente en el que se ha apoyado la Dirección del Grupo Enagás.
- ▶ Revisión de los desgloses incluidos en la memoria consolidada adjunta de conformidad con la normativa vigente.



Marco regulatorio incluyendo el reconocimiento de ingresos y saldos deudores con el sistema gasista

Descripción Los principales ingresos del Grupo Enagás proceden de actividades de regasificación, almacenamiento y transporte de gas que se encuentran reguladas en un marco retributivo (que se explica en la nota 2.1.a de la memoria consolidada adjunta). Por lo tanto las actividades que desarrolla el Grupo están notablemente afectadas por la normativa vigente (local, regional, nacional y supranacional). Cualquier cambio que se introdujera en ella podría afectar a los resultados y al valor de los activos afectos a las actividades reguladas del Grupo.

De igual forma, los nuevos desarrollos de infraestructuras están sujetos a la obtención de licencias, permisos y autorizaciones de los gobiernos, así como a normativa de diferente índole, entre la que se puede destacar la normativa medioambiental. En estos procesos, de larga duración y complejos, pueden originarse retrasos o modificaciones sobre los diseños inicialmente previstos debido principalmente a los procesos para la obtención de las autorizaciones pertinentes, los trámites relacionados con los estudios de impacto medioambiental, la oposición pública de las comunidades afectadas y los cambios en el entorno político de los países donde se opera. Todos estos riesgos pueden incrementar los costes y/o retrasar los ingresos previstos.

En relación a los saldos deudores con el sistema gasista, el 1 de diciembre de 2017, tal y como se explica en la nota 2.2 de la memoria consolidada adjunta, Enagás Transporte, S.A.U., sociedad del Grupo, ha cedido los derechos de crédito reconocidos por la legislación sectorial sobre la cantidad de déficit acumulado del sistema gasista de los que era titular a 31 de diciembre de 2014, por un importe total de 354.751 miles de euros. Mediante el acuerdo firmado, se considera que se han transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al mismo, así como el control del mencionado activo financiero.

Los factores expuestos anteriormente nos han llevado a considerar este aspecto como una cuestión clave de nuestra auditoría.

Nuestra respuesta

En esta área, nuestros procedimientos de auditoría han consistido, entre otros en:

- ▶ Revisión de la normativa vigente y evaluación de su cumplimiento.
- ▶ Realización de pruebas de reconocimiento de ingresos, verificando su razonabilidad con los desarrollos regulatorios vigentes cada año.
- ▶ Verificación de las cuentas a cobrar/pagar del sistema gasista mediante las liquidaciones definitivas y provisionales de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) producidas durante el ejercicio.
- ▶ Análisis de la recuperabilidad de las cuentas deudoras no corrientes generadas por la operativa del sistema gasista en los últimos ejercicios (comúnmente denominado "déficit"), mediante la normativa vigente que regule la recuperación de las mismas.
- ▶ Revisión y análisis, en colaboración con nuestros especialistas internos de instrumentos financieros, del acuerdo de titulización de las cuentas denominadas "déficit" del ejercicio 2014 que ha supuesto la cesión de dicho crédito a las entidades bancarias y la correspondiente baja del activo financiero.



- ▶ Análisis de los litigios en curso sobre infraestructuras gasistas asociadas al marco retributivo en colaboración con los asesores legales internos y externos cuando ha sido preciso, y seguimiento de la evolución de los mismos y sus posibles impactos contables.
- ▶ Revisión de los desgloses incluidos en la memoria consolidada adjunta de conformidad con la normativa vigente.

Estimaciones significativas

Descripción El Grupo Enagás incluye estimaciones significativas en la valoración de determinadas operaciones económicas y financieras, como son la determinación de la recuperación de los fondos de comercio explícitos e implícitos en las inversiones contabilizadas por el método de la participación, así como de los activos intangibles y en el valor razonable de los instrumentos financieros. A este último respecto, el Grupo Enagás utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir riesgos de crédito, de tipos de interés y de tipos de cambio a los que se encuentran expuestas sus actividades.

Los activos financieros netos del Grupo Enagás incluyen inversiones por un importe significativo. Los principales criterios e hipótesis utilizados para la valoración de estos activos se describen en las notas 1.7 y 3.6 de la memoria consolidada adjunta.

Hemos considerado dichas estimaciones y valoraciones como una cuestión clave de nuestra auditoría ya que, dada la cuantía de los activos y pasivos afectados, pequeños cambios en las hipótesis pueden tener un impacto financiero significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Enagás.

Nuestra respuesta

Nuestros procedimientos de auditoría han consistido, principalmente, en:

- ▶ Revisión, en colaboración con nuestros especialistas de valoraciones, de la razonabilidad de la metodología empleada por la Dirección para la elaboración de los flujos de caja descontados de cada asociada, cubriendo, en particular, la tasa de descuento utilizada y la tasa de crecimiento a largo plazo.
- ▶ Revisión de la información financiera proyectada en el plan de negocio de cada sociedad participada y cada unidad generadora de efectivo, a través del análisis de información financiera histórica y presupuestaria, las condiciones actuales del mercado y nuestras expectativas sobre su potencial evolución así como la información pública suministrada por otras compañías del sector.
- ▶ Revisión, en colaboración con nuestros especialistas internos de instrumentos financieros, de la valoración de los instrumentos financieros derivados, considerando la razonabilidad de la metodología utilizada y las fuentes y los datos empleados por la Dirección y realizando pruebas de contraste.
- ▶ Revisión de la documentación de los tests de eficacia de los instrumentos financieros derivados considerados de cobertura, habiendo contado también para ello con la colaboración de nuestros especialistas internos de instrumentos financieros.
- ▶ Adicionalmente, hemos considerado la idoneidad de la información revelada por el Grupo con respecto dichas estimaciones en las notas 2.6 (deterioro de valor de los activos no financieros) y 3.6 (instrumentos financieros derivados) respectivamente de la memoria consolidada adjunta de conformidad con la normativa vigente.



Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2017, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado se encuentra definida en la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, que establece dos niveles diferenciados sobre la misma:

- a. Un nivel específico que resulta de aplicación al estado de la información no financiera consolidado, así como a determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, según se define en el art. 35.2. b) de la Ley 22/2015, de Auditoría de Cuentas, que consiste en comprobar únicamente que la citada información se ha facilitado en el informe de gestión, o en su caso, que se haya incorporado en éste la referencia correspondiente al informe separado sobre la información no financiera en la forma prevista en la normativa, y en caso contrario, a informar sobre ello.
- b. Un nivel general aplicable al resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado, que consiste en evaluar e informar sobre la concordancia de la citada información con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas y sin incluir información distinta de la obtenida como evidencia durante la misma, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en el informe de gestión consolidado y el resto de la información que contiene el informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

Responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y de la comisión de auditoría en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La comisión de auditoría de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.



Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- ▶ Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- ▶ Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- ▶ Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.
- ▶ Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- ▶ Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.
- ▶ Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del grupo para expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.



Nos comunicamos con la comisión de auditoría de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a la comisión de auditoría de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables, incluidos los de independencia, y nos hemos comunicado con la misma para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación a la comisión de auditoría de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

Informe adicional para la comisión de auditoría de la Sociedad dominante

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para la comisión de auditoría de la Sociedad dominante de fecha 19 de febrero de 2018.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 18 de marzo de 2016 nos nombró como auditores del Grupo por un período de 3 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016.



ERNST & YOUNG, S.L.
(Inscrita en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas con el Nº S0530)

David Ruiz-Roso Moyano
(Inscrito en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas con el Nº 18336)

19 de febrero de 2018

Enagás, S.A. y Sociedades Dependientes

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Expresado en miles de euros)

Activo	Notas	31.12.2017	31.12.2016 ⁽¹⁾
ACTIVOS NO CORRIENTES		8.428.869	7.895.300
Activos intangibles	2.5	929.889	76.419
Fondo de comercio		181.704	25.812
Otros activos intangibles		748.185	50.607
Propiedades de inversión	4.1.a	19.610	24.900
Propiedades, planta y equipo	2.4	5.501.351	5.002.887
Inversiones contabilizadas por método de participación	1.6	1.022.058	1.870.973
Otros activos financieros no corrientes	3.3.a	936.049	916.225
Activos por impuestos diferidos	4.2.f	19.912	3.896
ACTIVOS CORRIENTES		1.143.767	1.286.973
Existencias	4.8	23.772	18.217
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	2.2	478.887	473.809
Activos por impuesto corriente	4.2.a	-	448
Otros activos financieros corrientes	3.3.a	6.695	4.808
Periodificaciones a corto plazo		6.549	4.237
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	3.8.a	627.864	785.454
TOTAL GENERAL		9.572.636	9.182.273

Las Notas 1 a 4.9 descritas en la Memoria Consolidada adjunta forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2017

⁽¹⁾ A efectos comparativos, se muestran compensados los saldos de Activos por Impuesto Diferido y Pasivos por Impuesto Diferido reconocidos con una misma autoridad fiscal, tal y como se indica en la nota 1.2.b de la presente Memoria Consolidada.

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Expresado en miles de euros)

Pasivo	Notas	31.12.2017	31.12.2016 ^(*)
PATRIMONIO NETO		2.941.284	2.462.936
FONDOS PROPIOS		2.585.639	2.373.681
Capital suscrito	3.1.a	358.101	358.101
Reservas	3.1.c	1.879.996	1.737.183
Acciones propias	3.1.b	(8.219)	(8.219)
Resultado del ejercicio		490.837	417.222
Dividendo activo a cuenta	1.9.a	(139.241)	(132.565)
Otros instrumentos de patrimonio neto	4.4	4.165	1.959
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	3.1.d	(13.327)	74.559
INTERESES MINORITARIOS (SOCIOS EXTERNOS)	3.2	368.972	14.696
PASIVOS NO CORRIENTES		6.174.709	5.351.101
Provisiones no corrientes	2.8.a	178.404	184.367
Deuda financiera y derivados no corrientes	3.3.b	5.468.810	4.888.749
Pasivos por impuestos diferidos	4.2.f	485.156	231.777
Otros pasivos no corrientes	2.7	42.339	46.208
PASIVOS CORRIENTES		456.643	1.368.236
Deuda financiera y derivados corrientes	3.3.b	230.003	1.194.239
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	2.3	206.904	163.879
Pasivos por impuesto corriente	4.2.a	19.736	10.118
TOTAL GENERAL		9.572.636	9.182.273

Las Notas 1 a 4.9 descritas en la Memoria Consolidada adjunta forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2017

^(*) A efectos comparativos, se muestran compensados los saldos de Activos por Impuesto Diferido y Pasivos por Impuesto Diferido reconocidos con una misma autoridad fiscal, tal y como se indica en la nota 1.2.b de la presente Memoria Consolidada.

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2017	31.12.2016 ^(*)
Importe neto de la Cifra de Negocios	2.1.a	1.360.170	1.187.994
Ingresos por actividades reguladas		1.152.015	1.146.977
Ingresos por actividades no reguladas		208.155	41.017
Otros ingresos de explotación	2.1.a	24.404	29.522
Gastos de personal	2.1.b	(128.939)	(108.754)
Otros gastos de explotación	2.1.c	(242.519)	(226.271)
Dotaciones a amortizaciones	2.4 y 2.5	(319.093)	(271.516)
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado	2.4 y 4.1	(34.810)	(458)
Resultado de las inversiones contabilizadas por método de participación	1.6	72.859	41.205
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		732.072	651.722
Ingresos financieros e ingresos asimilados	3.5	102.376	14.257
Gastos financieros y gastos asimilados	3.5	(186.172)	(121.143)
Diferencias de cambio (Netas)	3.5	1.013	(867)
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	3.5	(18.123)	(5.644)
RESULTADO FINANCIERO NETO		(100.906)	(113.397)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS		631.166	538.325
Impuesto sobre las ganancias	4.2.c	(126.090)	(120.157)
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS		505.076	418.168
Resultado atribuible a minoritarios	3.2	(14.239)	(946)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		490.837	417.222
Atribuible a:			
Sociedad Dominante		490.837	417.222
BENEFICIO BÁSICO Y DILUIDO POR ACCIÓN (en euros)	1.8	2,06	1,75

Las Notas 1 a 4.9 descritas en la Memoria Consolidada adjunta forman parte integrante de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada al 31 de diciembre de 2017

(*) La Cuenta de Resultados Consolidada al 31.12.2016 ha sido reexpresada, en aplicación del cambio de presentación descrito en la nota 1.2.b de la presente Memoria Consolidada.

ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2017	31.12.2016 (*)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		505.076	418.168
Atribuidos a la sociedad dominante		490.837	417.224
Atribuidos a intereses minoritarios		14.239	946
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS EN EL PATRIMONIO NETO		(133.633)	(2.422)
Partidas que podrán ser reclasificadas a resultados			
De sociedades contabilizadas por el método de integración global		(13.466)	(46.121)
Por coberturas de flujos de efectivo	3.1.d	(8.546)	2.604
Por diferencias de conversión	3.1.d	(7.520)	(48.074)
Efecto impositivo	3.1.d	2.600	(651)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación		(120.167)	43.699
Por coberturas de flujos de efectivo	3.1.d	(462)	(12.103)
Por diferencias de conversión	3.1.d	(119.828)	53.003
Efecto impositivo	3.1.d	123	2.799
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS		5.690	18.755
De sociedades contabilizadas por el método de integración global		(6.183)	14.267
Por coberturas de flujos de efectivo	3.1.d	16.212	19.023
Por diferencias de conversión	1.7 y 3.1.d	(18.575)	-
Efecto impositivo	3.1.d	(3.820)	(4.756)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación		11.873	4.488
Por coberturas de flujos de efectivo	3.1.d	4.524	8.710
Por diferencias de conversión	1.5 y 3.1.d	8.248	(2.063)
Efecto impositivo	3.1.d	(899)	(2.159)
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS		377.133	434.501
Atribuidos a intereses minoritarios		(25.818)	946
Por diferencias de conversión	3.2	(40.057)	-
Por atribución a resultados	3.2	14.239	-
Atribuidos a la entidad dominante		402.951	433.555

Las Notas 1 a 4.9 descritas en la Memoria Consolidada adjunta forman parte integrante de Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado al 31 de diciembre de 2017

ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Expresado en miles de euros)

	Capital (Nota 3.1.a)	Prima de Emisión y reservas (Nota 3.1.c)	Otros Instrumentos de Patrimonio (Nota 4.4)	Acciones Propias (Nota 3.1.b)	Resultado del ejercicio	Dividendo a cuenta (Nota 1.9.a)	Ajustes por cambio de valor (Nota 3.1.d)	Intereses minoritarios (Nota 3.2)	Total patrimonio neto
SALDO AL FINAL DEL EJERCICIO 2015	358.101	1.674.200	-	-	412.662	(126.052)	58.226	14.435	2.391.572
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	-	417.222	-	16.333	946	434.501
Operaciones con accionistas	-	-	-	-	(188.834)	(132.565)	-	(765)	(322.164)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	(188.834)	(132.565)	-	(765)	(322.164)
Operaciones con acciones propias	-	-	-	(8.219)	-	-	-	-	(8.219)
Otras variaciones del patrimonio neto	-	62.983	1.959	-	(223.828)	126.052	-	80	(32.754)
Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	1.959	-	-	-	-	-	1.959
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	97.776	-	-	(223.828)	126.052	-	-	-
Otras variaciones	-	(34.793)	-	-	-	-	-	80	(34.713)
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2016	358.101	1.737.183	1.959	(8.219)	417.222	(132.565)	74.559	14.696	2.462.936
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	-	490.837	-	(87.886)	(25.818)	377.133
Operaciones con accionistas	-	-	-	-	(198.848)	(139.241)	-	(16.053)	(354.142)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	(198.848)	(139.241)	-	(16.053)	(354.142)
Otras variaciones del patrimonio neto	-	142.813	2.206	-	(218.374)	132.565	-	396.147	455.357
Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	2.206	-	-	-	-	-	2.206
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	85.809	-	-	(218.374)	132.565	-	-	-
Variaciones por cambios de perímetro	-	39.661	-	-	-	-	-	396.147	435.808
Otras variaciones	-	17.343	-	-	-	-	-	-	17.343
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2017	358.101	1.879.996	4.165	(8.219)	490.837	(139.241)	(13.327)	368.972	2.941.284

Las Notas 1 a 4.9 descritas en la Memoria Consolidada adjunta forman parte integrante del Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2017

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2017	31.12.2016
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS		631.166	538.325
Ajustes al resultado consolidado		385.543	329.221
Amortización de activos fijos	2.4 y 2.5	319.093	271.516
Otros ajustes al resultado		66.450	57.705
Variación del capital circulante operativo		321.159	(128.927)
Existencias		2.703	(1.336)
Deudores y otras cuentas a cobrar		298.755	(100.448)
Otros activos y pasivos corrientes		(4.566)	(89)
Otros activos y pasivos no corrientes		(1.075)	949
Acreedores y otras cuentas a pagar		25.342	(28.003)
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación		(258.341)	(196.229)
Pagos de intereses		(165.180)	(96.241)
Cobros de intereses		18.588	14.396
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	4.2.c	(110.963)	(116.442)
Otros cobros /(pagos)		(786)	2.058
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		1.079.527	542.390
Pagos por inversiones		(472.304)	(912.130)
Empresas del grupo y asociadas	1.6	(184.420)	(820.086)
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	2.4 y 2.5	(54.079)	(92.033)
Otros activos financieros		(233.805)	(11)
Cobros por desinversiones		143.834	12.170
Empresas del grupo y asociadas		143.834	12.170
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		112.867	86.262
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	1.6	112.867	86.262
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(215.603)	(813.698)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio		-	(8.219)
Adquisición de instrumentos de patrimonio	3.1.b	-	(8.219)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	3.8.c	(885.972)	1.163.354
Emisión		9.257.139	4.178.904
Devolución y amortización		(10.143.111)	(3.015.550)
Pagos por dividendos	1.9.a	(354.142)	(322.164)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(1.240.114)	832.971
EFEECTO DE CAMBIO EN MÉTODO DE CONSOLIDACIÓN		243.092	-
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(24.492)	(837)
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO		(157.590)	560.826
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del ejercicio		785.454	224.628
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL EJERCICIO	3.8.a	627.864	785.454

Las Notas 1 a 4.9 descritas en la Memoria Consolidada adjunta forman parte integrante del Estado de Flujos de Efectivo Consolidado a 31 de diciembre de 2017

1. Actividades del grupo y bases de presentación

■ Aspectos relevantes

Resultados

- El beneficio neto atribuido a la sociedad dominante se ha incrementado en un 17,6% respecto al ejercicio 2016, ascendiendo a 490.837 miles de euros. (Nota 1.7).
- El beneficio neto por acción ha subido a 2,06 euros por acción frente a 1,75 euros por acción en 2016 (Nota 1.8).
- El dividendo por acción propuesto para 2017 es de 1,46 euros por acción (1,39 euros por acción en 2016) (Nota 1.9).
- El Consejo de Administración ha propuesto la siguiente distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2017 de la sociedad matriz Enagás, S.A. (Nota 1.9):



Reclasificación del Resultado de las inversiones contabilizadas por el método de la participación

- Durante el ejercicio 2017, el Grupo ha procedido a reclasificar, por importe de 72.859 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (41.205 miles de euros a 31 de diciembre de 2016), el resultado del periodo correspondiente a las sociedades consolidadas por el método de la participación registrado bajo el epígrafe de "Resultado de las inversiones contabilizadas por el método de la participación" como parte del resultado de explotación del Grupo, a fin de reflejar de forma más fiable la información financiera contenida en las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo (Nota 1.2.b).

Integración global de GNL Quintero, S.A. ("Quintero")

- En el ejercicio 2016, en el marco de la adquisición de participación adicional sobre GNL Quintero, S.A. (en adelante GNL Quintero) se acordó entre la totalidad de los accionistas de GNL Quintero la modificación del acuerdo de accionistas existente, con fecha de entrada en vigor 1 de enero de 2017. Las modificaciones introducidas en el mencionado acuerdo de accionistas otorgan a la sociedad Enagás Chile, SpA. el control sobre GNL Quintero con fecha 1 de enero de 2017, al poder adoptar unilateralmente las decisiones relevantes de la sociedad. Esto supuso el cambio del método de consolidación, pasando de consolidarse por el método de la participación a hacerlo por integración global con efecto a partir del 1 de enero del ejercicio 2017 (Nota 1.7).

Gasoducto Sur Peruano, S.A. ("GSP")

- En relación a la situación de la inversión en GSP, a consecuencia de la terminación del contrato de concesión del 24 de enero de 2017, existe actualmente una controversia entre el Estado Peruano y Enagás en relación a la aplicación del mecanismo de recuperación de la inversión que establece el contrato de Concesión de GSP. Esto ha supuesto el inicio de un trato directo el 19 de diciembre de 2017 como paso previo a un arbitraje internacional en virtud del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones (en adelante, APPRI) España-Perú, tal y como se detalla en la Nota 1.6.
- Asimismo, a consecuencia de la difusión hecha el 4 de diciembre de la situación de concurso de GSP, se produce la pérdida de influencia significativa y con ello la baja del perímetro de consolidación por importe de 215.303 miles de euros, tal y como se explica en la Nota 1.5.
- El importe total a recuperar a 31 de diciembre de 2017 por GSP asciende a 388.561 miles de euros correspondiente tanto a la recuperación de la inversión financiera en dicha sociedad y a la recuperación de las garantías ejecutadas al Grupo Enagás a consecuencia de la terminación del contrato de concesión en GSP por importes de 215.303 miles de euros (Nota 1.5) y 173.258 miles de euros respectivamente (Nota 3.3).

Fondo de maniobra

- A 31 de diciembre de 2017 el Balance de Situación Consolidado presenta un fondo de maniobra positivo por importe de 687.124 miles de euros.

Otra información

- Enagás ha realizado una inversión neta de 329 millones de euros en 2017, destacando las siguientes transacciones:
 - Aportaciones de capital en Trans Adriatic Pipeline (en adelante TAP) por importe de 51.559 miles de euros (Nota 1.6) y créditos por importe de 123.200 miles de euros.
 - Adquisición del 21% de adicional de Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C. (en adelante COGA) por importe de 8.166 miles de euros, en la que se tenía una participación previa del 30% (Nota 1.5).
 - Inversiones realizadas en las instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento, con el objetivo de ampliarlas y mejorarlas para adecuarse a las previsiones de demanda futura por importe de 54.079 miles de euros (Nota 2.4 y 2.5).
 - Venta de un 15% de participación sobre GNL Quintero a Empresa Nacional del Petróleo, S.A. (ENAP) por importe de 140.613 miles de euros (Nota 1.5).
 - Salida de caja por el pago de las garantías aportadas en GSP por importe de 212.970 miles de euros (Nota 1.6).

1.1 Actividad del Grupo

Enagás, S.A. (en adelante la Sociedad o la Sociedad matriz), sociedad constituida en España el 13 de julio de 1972 de conformidad con la Ley de Sociedades de Capital, es cabecera de un grupo de entidades (Anexos I y II), que constituyen el Grupo Enagás (en adelante el Grupo o el Grupo Enagás) y que se dedican a actividades de transporte, almacenamiento y regasificación de gas natural, así como el desarrollo de todas las funciones relacionadas con la gestión técnica del sistema gasista.

a) Objeto Social

- i. Las actividades de regasificación, transporte básico y secundario y almacenamiento de gas natural, mediante o a través de las infraestructuras o instalaciones gasistas correspondientes, propias o de terceros, así como la realización de actividades auxiliares o vinculadas a las anteriores.
- ii. El diseño, construcción, puesta en marcha, explotación, operación y mantenimiento de todo tipo de infraestructuras gasistas e instalaciones complementarias, incluidas redes de telecomunicaciones, telemando y control de cualquier naturaleza y redes eléctricas, ya sean propias o propiedad de terceros.
- iii. El desarrollo de todas las funciones relacionadas con la gestión técnica del sistema gasista.
- iv. Las actividades de transporte y almacenamiento de dióxido de carbono, hidrógeno, biogás y otros fluidos de carácter energético, mediante o a través de las instalaciones correspondientes, propias o de terceros, así como el diseño, construcción, puesta en marcha, explotación, operación y mantenimiento de todo tipo de infraestructuras e instalaciones complementarias, necesarias para dichas actividades.
- v. Las actividades de aprovechamiento del calor, del frío y de energías asociadas a sus actividades principales o resultado de las mismas.
- vi. La prestación de servicios de diversa naturaleza, entre ellos, de ingeniería, construcción, asesoría, consultoría, en relación con actividades que constituyen su objeto así como la participación en actividades de gestión de mercados de gas natural, en la medida en que sean compatibles con las actividades atribuidas por ley a la Sociedad.

Las actividades anteriores podrán ser realizadas por Enagás, S.A., por sí, o por medio de sociedades de idéntico o análogo objeto en que participe y siempre dentro del alcance y con los límites establecidos en la legislación aplicable en materia de Hidrocarburos. De conformidad con dicha legislación, las actividades de transporte y de gestión técnica del sistema que tengan el carácter de reguladas deben ser realizadas por medio de dos sociedades filiales en las que ostente la totalidad del capital social (Enagás Transporte, S.A.U. y Enagás GTS, S.A.U., respectivamente). En consecuencia forman parte del objeto social:

- vii. La gestión del grupo empresarial constituido por las participaciones en el capital social de las sociedades que lo integren.
- viii. La prestación de servicios de asistencia o apoyo a las sociedades y empresas participadas a cuyo fin podrá prestar, a favor de las mismas, las garantías y afianzamientos que resulten oportunos.

b) Otra información

El domicilio social se encuentra en Paseo de los Olmos, nº 19, 28005, Madrid. En la página “web”: www.enagas.es y en su domicilio social pueden consultarse los Estatutos Sociales y demás información pública sobre la Sociedad y su Grupo.

1.2 Bases de presentación

Las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2017 del Grupo Enagás han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad Dominante y por las restantes entidades integradas en el Grupo, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, “NIIF”), según han sido adoptadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

En la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas se han tenido en consideración la totalidad de los principios y normas contables y de los criterios de valoración de aplicación obligatoria de forma que muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo al 31 de diciembre de 2017, y de los resultados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto, de los flujos de efectivo y de los cambios en el estado de ingresos y gastos reconocidos, que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en esa fecha. Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enagás del ejercicio 2017 han sido formuladas por los Administradores en su reunión del Consejo de Administración celebrada el día 19 de febrero de 2018. En cuanto a las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2016, fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Enagás, S.A., celebrada el 31 de marzo de 2017, siendo depositadas posteriormente en el Registro Mercantil de Madrid. Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2017, se encuentran pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas se presentan en miles de euros (salvo mención expresa).

a) Criterio de materialidad

En las presentes Cuentas Anuales Consolidadas se ha omitido aquella información o desgloses que, no requiriendo de detalle por su importancia cualitativa,

se han considerado no materiales o que no tienen importancia relativa de acuerdo al concepto de Materialidad o Importancia relativa definido en el marco conceptual de las NIIF, tomando las Cuentas Anuales Consolidadas en su conjunto.

b) Comparación de la información

La información contenida en esta memoria consolidada referida al ejercicio 2016 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos con la información del ejercicio 2017.

Durante el ejercicio 2017, el Grupo ha procedido a compensar en el Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2017 y 2016, los activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos con una misma autoridad fiscal. Esto ha supuesto la compensación de "Activos por Impuestos Diferidos" contra "Pasivos por Impuestos Diferidos" por importe de 76.998 miles de euros en 2017 (67.059 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

Adicionalmente, durante el ejercicio 2017, el Grupo ha procedido a reclasificar, por importe de 72.859 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (41.205 miles de euros a 31 de diciembre de 2016), el resultado del periodo de las sociedades consolidadas por el método de la participación registrado bajo el epígrafe de "Resultado de las inversiones contabilizadas por el método de la participación" como parte del resultado de explotación del Grupo.

Los administradores de la Sociedad consideran que el hecho de que las sociedades participadas realicen la misma actividad que el objeto social del Grupo Enagás descrito en la Nota 1.1, junto con la creciente aportación que suponen en la Cuenta de Resultados Consolidada del Grupo justifican la necesidad de este cambio de presentación en los Estados Financieros Consolidados, a fin de reflejar de forma más fiable la información financiera contenida en las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo, de acuerdo con lo desarrollado en la Decisión EECs/0114-06 – "Change of Presentation of the Share in the Profit or Loss of Associates and Joint Ventures Accounted for Using the Equity Method" dictada por European Securities and Markets Authority (ESMA).

El Grupo ha procedido a aplicar esta Decisión en la presentación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas de forma retroactiva modificando por tanto las cifras relativas al periodo finalizado el 31 de diciembre de 2016 de los presentes Estados Financieros Consolidados.

El efecto de aplicar lo anterior a la Cuenta de Resultados Consolidada es el que se indica a continuación. No se adjunta el efecto en el Balance Consolidado al 31 de diciembre de 2016 ni el Estado de Flujos de Efectivo Consolidado, Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado ni en el Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado, dado que no se derivan cambios sobre los mismos.

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS A 31 DE DICIEMBRE DE 2016

(Expresado en miles de euros)

	Estados Financieros Consolidados Reexpresados a 31.12.2016	Estados Financieros Consolidados a 31.12.2016
Importe Neto de la Cifra de Negocios	1.187.994	1.187.994
Ingresos por actividades reguladas	1.146.977	1.146.977
Ingresos por actividades no reguladas	41.017	41.017
Otros ingresos de explotación	29.522	29.522
Gastos de personal	(108.754)	(108.754)
Otros gastos de explotación	(226.271)	(226.271)
Dotaciones a amortizaciones	(271.516)	(271.516)
Deterioro y resultado por enajenación del inmovilizado	(458)	(458)
Resultado de las inversiones contabilizadas por el método de la participación	41.205	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	651.722	610.517
Ingresos financieros e ingresos asimilados	14.257	14.257
Gastos financieros y gastos asimilados	(121.143)	(121.143)
Diferencias de cambio (Netas)	(867)	(867)
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	(5.644)	(5.644)
RESULTADO FINANCIERO NETO	(113.397)	(113.397)
Resultado de las inversiones contabilizadas por el método de la participación	-	41.205
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS	538.325	538.325
Impuesto sobre las ganancias	(120.157)	(120.157)
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS	418.168	418.168
Resultado atribuible a minoritarios	(946)	(946)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	417.222	417.222

1.3 Principios de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incluyen los estados financieros de la Sociedad Dominante, Enagás, S.A. y sus sociedades dependientes, asociadas, negocios conjuntos y operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2017.

Se consideran como sociedades dependientes aquellas en las que el Grupo Enagás reúne todos los elementos siguientes:

- Existe capacidad de utilizar su poder para influir en el importe de los rendimientos a obtener procedentes de dicha sociedad dependiente.
- Tiene poder sobre la participada, entendiéndose como tal, cuando una sociedad posee derechos que le permiten dirigir las actividades relevantes, entendidas éstas como aquellas que afectan significativamente a los rendimientos de la sociedad dependiente.
- Mantiene exposición o derecho a rendimientos variables procedentes de su implicación en la sociedad dependiente.

Las sociedades dependientes se consolidan por el método de integración global.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio neto y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Enagás se presenta bajo la denominación de "Intereses Minoritarios (Socios Externos)" dentro del epígrafe de "Patrimonio Neto" del Balance de Situación Consolidado adjunto y "Resultado atribuido a socios minoritarios" dentro de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta. Las sociedades dependientes se consolidan a partir de la fecha de adquisición, es decir, la fecha en la que el Grupo obtiene el control, y siguen consolidándose hasta el momento en que se pierda dicho control.

Los estados financieros de las sociedades dependientes se preparan para el mismo periodo que los de la sociedad dominante. En cuanto a los acuerdos conjuntos, es decir, aquellos mediante los cuales el Grupo Enagás mantiene el control conjunto con otro u otros socios, se distingue entre operaciones conjuntas y negocios conjuntos. Se entiende por control conjunto al control compartido en virtud de un acuerdo contractual que requiere consentimiento unánime de todas las partes en la toma de decisiones sobre las actividades relevantes.

En este sentido, se consideran como operaciones conjuntas aquellas en las que, basándose en un acuerdo contractual, tiene derecho a los activos y obligaciones respecto de los pasivos. Las participaciones en operaciones conjuntas se integran proporcionalmente.

Por otro lado, se consideran como negocios conjuntos aquellos en los que, también basándose en un acuerdo contractual, se tiene derecho a los activos netos del mismo. Las participaciones en negocios conjuntos se consolidan por el método de la participación. En aquellos casos en los que el Grupo Enagás adquiera el control sobre sociedades

previamente considerados como negocios conjuntos, se realizará una nueva estimación del valor razonable de la participación previa en el patrimonio de la entidad a la fecha de adquisición, reconociéndose un ingreso o pérdida en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada del periodo.

Por su parte, se consideran como entidades asociadas aquellas sobre las que el Grupo Enagás posee influencia significativa, entendiéndose ésta como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto de ésta. Estas participaciones en asociadas se consolidan a través del método de la participación. Si procede, se realizan ajustes en los estados financieros de las sociedades dependientes, participadas, negocios conjuntos y operaciones conjuntas, para unificar sus políticas contables con las aplicadas por el Grupo Enagás.

a) Métodos de consolidación

Método de consolidación/Sociedad	Moneda funcional
Integración Global	
Enagás Transporte, S.A.U.	Euro
Enagás GTS, S.A.U.	Euro
Enagás Internacional, S.L.U.	Dólar Estadounidense
Enagás Financiaciones, S.A.U.	Euro
Enagás U.S.A., L.L.C.	Dólar Estadounidense
Enagás Perú, S.A.C.	Dólar Estadounidense
Enagás México, S.A. de C.V.	Dólar Estadounidense
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	Euro
Enagás Emprende, S.L.U.	Euro
Enagás Chile, Spa.	Dólar Estadounidense
Gas to Move Transport Solutions, S.L. ⁽¹⁾	Euro
Terminal de Valparaíso, S.A.	Dólar Estadounidense
Enagás Transporte del Norte, S.L. ⁽¹⁾	Euro
Infraestructuras del Gas, S.A. ⁽¹⁾	Euro
GNL Quintero, S.A. ⁽¹⁾	Dólar Estadounidense
Terminal Bahía de Quintero, SpA. ⁽¹⁾	Dólar Estadounidense
Efficiency for LNG Aplicaciones, S.L. ⁽¹⁾	Euro
Scale Gas Solutions, S.L. ⁽¹⁾	Euro
Operaciones conjuntas	
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	Euro
Gasoducto Extremadura, S.A	Euro
Método de la participación	
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.,	Dólar Estadounidense
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	Dólar Estadounidense
Morelos O&M, S.A.P.I. de C.V.	Dólar Estadounidense
Estación de Compresión Soto La Marina, S.A.P.I. de C.V.	Dólar Estadounidense
Estación de Compresión Soto La Marina EPC, S.A.P.I. de C.V.	Dólar Estadounidense
Estación de Compresión Soto La Marina O&M, S.A.P.I. de C.V.	Dólar Estadounidense
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	Nuevo Sol Peruano
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	Euro
Trans Adriatic Pipeline AG	Euro
Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V.	Dólar Estadounidense
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	Dólar Estadounidense
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Euro
Iniciativas del Gas, S.L.	Euro
MIBGAS	Euro
Vira Gas Imaging, S.L.	Euro
Tecgas, Inc.	Dólar Estadounidense
Grupo Swedegas (2)	Corona Sueca
Mibgas Derivatives, S.A.	Euro

(1) Para estas sociedades, el Grupo Enagás reconoce la participación correspondiente a los socios minoritarios en el epígrafe de "Intereses Minoritarios (Socios Externos)" dentro del Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2017.

(2) Knubbsål Topholding AB es la matriz del subconsolidado del Grupo Swedegas que incluye la participación indirecta de Swedegas AB.

b) Proceso de consolidación

El proceso de consolidación del Grupo Enagás se ha llevado a cabo de acuerdo al siguiente proceso:

- i. Transacciones entre sociedades incluidas en el perímetro de consolidación. En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por el método de integración global. En el caso de operaciones conjuntas, se han eliminado los saldos, transacciones y resultados por operaciones con otras compañías del grupo en la proporción en que se efectúa su integración. En cuanto a las pérdidas y ganancias realizadas por operaciones entre empresas del grupo y empresas que se consolidan por el método de participación se ha eliminado el porcentaje de participación que el Grupo posee en estas últimas.
- ii. Homogeneización de criterios: En las sociedades participadas en las que se sigue un criterio de contabilización y valoración distinto al del Grupo, se ha procedido en el proceso de consolidación a su ajuste, siempre que su efecto fuera significativo, con el fin de presentar los Estados Financieros Consolidados en base a normas de valoración homogéneas.
- iii. Conversión de Estados Financieros en moneda extranjera.
La conversión a euros de los Estados Financieros de las referidas sociedades en el proceso de consolidación

del Grupo Enagás se ha llevado a cabo empleando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Los ingresos y gastos de cada uno de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio medio del ejercicio en el que se realizan las transacciones.
- Las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de los activos netos, se reconocerán como componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado "Ajustes por cambio de valor", denominándose "Diferencias de Conversión".

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro, en caso de enajenaciones producidas por pérdida de control o fruto de combinaciones de negocios respecto de participaciones previas, las diferencias de conversión registradas como un componente de patrimonio neto relacionadas con dicha sociedad, se reconocerán en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada en el mismo momento en que se reconoce el efecto derivado de dicha enajenación.

Los tipos de cambio con respecto al euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo han sido en los ejercicios 2017 y 2016:

Divisa	Tipo de cambio medio aplicable a los epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancia	Tipo de cambio a cierre aplicable a los epígrafes del balance ⁽¹⁾
Ejercicio 2017		
Dólar estadounidense	1,12958	1,19395
Nuevo Sol Peruano	3,78933	3,90000
Corona sueca	9,63618	9,84220
Ejercicio 2016		
Dólar estadounidense	1,10667	1,05668
Nuevo Sol Peruano	3,86536	3,60100
Corona sueca	9,46999	9,58465

⁽¹⁾ Excluido el Patrimonio Neto.

El efecto de la aplicación del proceso de conversión a los activos netos de las sociedades que se integran globalmente y cuya moneda funcional es el dólar en los principales epígrafes de los Estados Financieros Consolidados del Grupo es el siguiente:

Ejercicio 2017	Total Consolidado	Aportación Sociedades moneda funcional Euro	Aportación Sociedades moneda funcional Dólar	Importe en dólares
Inmovilizado y propiedades de inversión	6.450.850	4.851.424	1.599.426	1.909.635
Otros activos financieros no corrientes	887.377	485.892	401.485	479.353
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	527.559	507.380	20.179	24.093
Otros activos financieros corrientes	6.695	12	6.683	7.979
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	627.864	335.339	292.525	349.261
Deuda financiera y derivados no corrientes	5.468.810	4.244.730	1.224.080	1.461.490
Deuda financiera y derivados corrientes	230.003	200.206	29.797	35.576
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	206.904	194.065	12.839	15.330

iv. Eliminación de dividendos: Se consideran dividendos internos los registrados como ingresos del ejercicio de una sociedad del Grupo que hayan sido distribuidos por otra perteneciente al mismo.

En el proceso de consolidación, los dividendos recibidos de sociedades dependientes y operaciones conjuntas se eliminan considerándolos reservas de la sociedad que los recibe y se incluyen dentro del epígrafe "Reservas". En el caso de los socios minoritarios en las sociedades consolidadas por integración global, el importe del dividendo que corresponde a la participación de los socios minoritarios se elimina del epígrafe "Intereses Minoritarios (Socios Externos)" del Patrimonio Neto Consolidado.

v. Método de participación: La inversión se registra inicialmente al coste, y es ajustada posteriormente por la parte correspondiente del inversor de los cambios en los activos netos de la participada. Adicionalmente, los dividendos recibidos se contabilizan como un menor importe del epígrafe "Inversiones contabilizadas por método de participación".

El resultado consolidado del ejercicio incluye su participación en el resultado del periodo de la participada en el epígrafe de "Resultado de las inversiones contabilizadas por método de la participación" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta. Si la participación en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto iguala o excede su participación en éstos, se dejará de reconocer su pérdida en las pérdidas adicionales. Una vez que la participación de la entidad se redujera a cero, se mantendrán las pérdidas adicionales y se reconocerá un pasivo solo en la medida en que

la entidad haya incurrido en obligaciones legales o implícitas, o haya efectuado pagos en nombre de la asociada o negocio conjunto. Si la asociada o negocio conjunto informara con posterioridad ganancias, la entidad reanudará el reconocimiento de su participación en éstas únicamente después de que su participación en las citadas ganancias iguale la participación en las pérdidas no reconocidas.

Asimismo, en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado adjunto se incluye su participación en dicho estado de la participada.

1.4 Estimaciones y juicios contables realizados

En las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2017 se han utilizado estimaciones y juicios realizados por la Alta Dirección del Grupo y de las entidades consolidadas - ratificadas posteriormente por sus Administradores - para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones y juicios se refieren a:

- La vida útil de los activos registrados como propiedades, planta y equipo (Nota 2.4).
- Provisiones por desmantelamiento/costes de abandono (Nota 2.8).
- La valoración de activos no financieros para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (Nota 2.6).
- El registro de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 1.6).

- El valor razonable de los instrumentos financieros y de los activos financieros (Notas 1.6, 3.3 y 3.6).
- La contabilización de provisiones y pasivos contingentes. (Nota 2.8).
- El cálculo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos (Nota 4.2).
- El valor razonable de los instrumentos de patrimonio concedidos bajo el “Plan de Incentivo a Largo Plazo (ILP)” (Nota 3.1.b).

A pesar de que estas estimaciones se realizaron en función de la mejor información disponible al 31 de diciembre de 2017 sobre los hechos analizados, es

posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, tal y como se establece en la NIC 8.

1.5 Variaciones en el perímetro de consolidación

Durante el ejercicio 2017 se han producido las siguientes variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enagás:

Entidad	Importe (miles)		Porcentaje de participación		Descripción / Tipo de control
	En moneda local	En euros	Anterior	A 31.12.2017	
GNL Quintero, S.A.	604.000	574.527	-	-	Las modificaciones introducidas en los acuerdos de accionistas otorgan a la sociedad Enagás Chile, SpA. el control sobre GNL Quintero con fecha 1 de enero de 2017, pasando de consolidarse por el método de la participación a consolidarse por el método de integración global (Nota 1.7).
GNL Quintero, S.A.	(150.000)	(140.613)	60,40%	45,4%	Con fecha 11 de abril de 2017 el Grupo Enagás redujo un 15% su participación en GNL Quintero (Nota 1.7).
Terminal Bahía de Quintero, SpA.(1)	5	5	-	51,90%	Consolidación conforme al método de integración global al ostentar el Grupo control sobre la misma (Nota 1.7).
Terminal de Valparaiso, S.A.	-	-	51%	100%	Consolidación conforme al método de integración global al mantener el Grupo control sobre la misma.
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	8.862	8.166	30%	51%	En virtud de los actuales acuerdos de accionistas, se pasa a ostentar control conjunto sobre la sociedad, manteniendo la consolidación conforme al método de la participación.
Scale Gas Solutions, S.L.	216	216	-	90%	Consolidación conforme al método de integración global al ostentar el Grupo control sobre la misma.
Efficiency for LNG Applications, S.L.	300	300	-	92%	Consolidación conforme al método de integración global al ostentar el Grupo control sobre la misma.
Mibgas Derivatives, S.A. (2)	142	142	-	28,34%	Dado que, en base a los acuerdos de accionistas, se requieren mayorías reforzadas para la toma de decisiones relevantes, tanto financieras como operativas, existe una situación de influencia significativa, realizándose la consolidación por el método de la participación.
Gas to Move Transport Solutions, S.L.	277	277	-	82%	Consolidación conforme al método de integración global.
Gasoducto Tuxpan, S.A.P.I. de C.V.	(3)	(3)	100%	-	Baja del perímetro de consolidación por liquidación de la sociedad.
Gasoducto Villa de Reyes, S.A.P.I. de C.V.	(3)	(3)	100%	-	Baja del perímetro de consolidación por liquidación de la sociedad.
Gasoducto Sur Peruano, S.A.	(257.060)	(215.303)	26,87%	26,87%	Baja del perímetro de consolidación. El grupo ha procedido a reclasificar la Inversión por Puesta en Equivalencia a cuenta por cobrar con GSP por la recuperación del valor de la inversión financiera (Nota 1.6).

(1) A través de Terminal Bahía de Quintero, SpA., Enagás Chile SpA. aporta un 5,40% de participación directa sobre GNL Quintero, S.A.

(2) A través de Mibgas, S.A. Enagás GTS, S.A.U. aporta un 8,94% indirectamente sobre Mibgas Derivatives, S.A. Por su parte, Enagás, S.A. aporta un 19,4% de participación directa sobre la sociedad.

GNL Quintero, S.A.

En el ejercicio 2016, en el marco de la adquisición del 40% adicional de participación sobre GNL Quintero, S.A. (en adelante GNL Quintero), se alcanzó una participación total por parte del Grupo Enagás sobre dicha sociedad del 60,40%. Dentro de este mismo marco se formalizaron las opciones de compra y venta concedidas a Empresa Nacional del Petróleo, S.A. (ENAP) y Sumhuram Energy Chile II Limitada (OOC) y se acordó entre la totalidad de los accionistas de GNL Quintero la modificación del acuerdo de accionistas existente, con fecha de entrada en vigor 1 de enero de 2017. Las modificaciones introducidas en el mencionado acuerdo de accionistas otorgan a la sociedad Enagás Chile, SpA. el control sobre GNL Quintero con fecha 1 de enero de 2017, al poder adoptar unilateralmente las decisiones relevantes de la sociedad. Esto supone el cambio del método de consolidación, pasando de consolidarse por el método de la participación a hacerlo por integración global.

Con fecha 11 de abril de 2017, se produce el ejercicio de las opciones call y put por parte de ENAP (quien cede su derecho a la sociedad OMERS Infrastructures Holdings II SpA – en adelante, OMERS) y OOC, respectivamente. Fruto de estas transacciones el Grupo Enagás disminuye su participación en un 15% y pasa a controlar GNL Quintero con un 45,40% a través de dos sociedades (para mayor detalle sobre el ejercicio de las opciones call y put, véase la Nota 1.7 sobre “Combinación de negocios de GNL Quintero y transacciones posteriores”):

- Terminal de Valparaíso, S.A., en la que tras ejercer OOC su opción de venta, Enagás Chile adquiere por importe de 191 millones de dólares el 49% (lo que supone el 19,6% indirectamente del capital social de GNL Quintero), que unido al 51% de la participación que ostentaba previamente a la operación, alcanza el 100% de su participación. De esta forma, como Terminal de Valparaíso posee el 40% de la participación directa sobre GNL Quintero, Enagás Chile controla dicha participación.
- Terminal Bahía de Quintero, SpA., constituida con fecha 7 de abril de 2017 por Enagás Chile y OMERS por importe de 5,2 miles de dólares y con un 51,9% y 48,1% de participación social respectivamente. A través de esta sociedad, Enagás Chile SpA. junto a OMERS, aportan un 5,40% y un 5%, respectivamente, de la participación directa que ambos ostentan sobre GNL Quintero a la sociedad Terminal Bahía de Quintero SpA. Con el acuerdo de accionistas vigente, Enagás Chile controla esta sociedad, consolidando por integración global sus activos y pasivos, con el reconocimiento de los socios externos correspondientes.

De esta manera, el accionariado de GNL Quintero queda conformado por ENAP 20%, Terminal de Valparaíso, S.A. 40% (100% de Enagás Chile), OMERS 29,6% y Terminal Bahía de Quintero SpA 10,4% (51,9% Enagás Chile y 48,1% OMERS). Como resultado de las operaciones anteriores, Enagás Chile SpA. ostenta una participación del 45,40% a través de dos sociedades sobre las que

ostenta control, y en virtud de los actuales acuerdos de accionistas, se mantiene la situación de control sobre GNL Quintero, y por tanto se continúa consolidando globalmente sus activos y pasivos, reconociendo el 54,60% en el epígrafe de “Intereses Minoritarios (socios externos)” dentro del Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado (Nota 3.2).

Los efectos contables derivados del conjunto de operaciones anterior se detallan en la Nota 1.7 relativa a “Combinación de negocios de GNL Quintero y transacciones posteriores”.

Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.

Con fecha 24 de abril de 2017, se hizo efectiva la adquisición conjunta por parte de Enagás Internacional, S.L.U., y Carmen Corporation (Canada Pension Plan Investment Board - CPPIB -) de la totalidad del paquete accionarial que Graña y Montero S.A.A. ostentaba sobre Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C. (COGA), correspondiendo a Enagás Internacional, S.L.U. la adquisición de un 21% por un importe total de 8.862 miles de dólares (8.166 miles de euros). Teniendo en cuenta que Enagás Internacional, S.L.U. ya poseía con anterioridad un 30% de la participación en COGA, tras la operación se aumenta la misma hasta el 51%, correspondiendo el 49% restante a CPPIB. Derivado de lo anterior y en base a los actuales acuerdos de accionistas, se ha pasado a tener una situación de control conjunto y, por tanto, la consolidación se seguirá realizando conforme al método de la participación.

Scale Gas Solutions, S.L.

Con fecha 21 de marzo de 2017 se constituyó la sociedad Scale Gas Solutions, S.L. por importe de 216 miles de euros. Esta sociedad, cuyo domicilio social se encuentra en España, es participada al 90% por Enagás Emprende, S.L.U. quien posee control directo sobre la misma, lo que supone la integración global de sus activos y pasivos, y el reconocimiento del 10% de participación correspondiente a los socios externos en el epígrafe de “Intereses de minoritarios” del Patrimonio Neto.

Efficiency for LNG Applications, S.L.

El 21 de marzo de 2017 se constituyó la sociedad Efficiency For LNG Applications, S.L. por importe de 300 miles de euros. Esta sociedad, cuyo domicilio social se encuentra en España, es participada al 92% por Enagás Emprende, S.L.U. quien posee control directo sobre la sociedad integrándose globalmente los activos y pasivos de la misma y reconociéndose, en el epígrafe “Intereses de minoritarios” del Patrimonio Neto, la participación del 8% correspondiente al resto de socios de la sociedad.

Mibgas Derivatives, S.A.

Con fecha 26 de julio de 2017 se constituyó la sociedad Mibgas Derivatives, S.A. por importe de 500 miles de euros. Esta sociedad, cuyo domicilio social se encuentra en España, fue constituida inicialmente por Mibgas, S.A. quien ostentaba una participación del 100% sobre la sociedad. Posteriormente, con fecha 7 de septiembre

de 2017, la sociedad Mibgas, S.A suscribe un contrato de compraventa de acciones con las sociedades Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A. (en adelante “REN”), Reganosa, S.A. y Enagás, S.A. en virtud del cual, el accionariado de Mibgas Derivatives, S.A. quedaba conformado por Mibgas, S.A. 67%, Enagás, S.A. 19,4%, REN 9,7% y Reganosa, S.A. 3,9%. Dado que Mibgas, S.A. está participada por Enagás GTS, S.A.U. en un 13,34%, como resultado de estas operaciones, el Grupo Enagás ostenta una participación total del 28,34% sobre Mibgas Derivatives, S.A. (8,94% de participación indirecta a través de la sociedad Enagás GTS, S.A.U. y un 19,4% de participación directa a través de Enagás, S.A.). Dado que, en base a los acuerdos de accionistas, se requieren mayorías reforzadas para la toma de decisiones relevantes, tanto financieras como operativas, existe una situación de influencia significativa, realizándose la consolidación por el método de la participación.

Gasoducto Sur Peruano (“GSP”)

Con fecha 4 de diciembre de 2017, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección Intelectual de Perú (en adelante, INDECOP) difundió mediante publicación en el Diario Oficial “El Peruano” la situación de concurso de GSP. A partir de dicha fecha se establece: (a) la suspensión de exigibilidad de obligaciones; (b) el marco de protección patrimonial de los activos; y (c) la determinación de los créditos concursales que deben ser reconocidos en el procedimiento (los que se han devengado antes de la publicación).

Lo anterior determina que GSP se sitúa en un supuesto de restricción y limitación en la toma de decisiones conforme a la normativa concursal peruana. Lo anterior, unido a la sustancial entrega de Bienes de la Concesión en posesión en favor del Estado Peruano finalizada durante el mes de diciembre de 2017, provoca la pérdida de la influencia significativa de Enagas en GSP, al no haber una participación en la fijación de políticas ni decisiones relevantes desde el punto de vista operativo o financiero.

Como resultado de lo anterior, la inversión inicialmente registrada en el epígrafe de “Inversión contabilizada por el método de la participación” por GSP del Balance de Situación Consolidado se ha reclasificado en el epígrafe “Activos Financieros no corrientes” a su valor recuperable a dicha fecha, por importe de 215,3 millones de euros, considerando la actualización financiera de 4 años, tal y como se explica en la Nota 1.6.

Asimismo, la pérdida de influencia significativa ha conllevado la cancelación de las diferencias de conversión acumuladas a la fecha contra el epígrafe “Otros gastos financieros” de la Cuenta de Resultados Consolidada a 31 de diciembre de 2017, registrándose un efecto por 8.248 miles de euros en la cuenta de resultados consolidada de 2017 (Nota 3.5).

1.6 Inversiones contabilizadas por el método de la participación

Políticas contables

- El Grupo evalúa la existencia de acuerdos conjuntos así como la existencia de influencia significativa sobre las asociadas, teniendo en cuenta los acuerdos de accionistas que requieran un esquema de mayorías reforzadas para la toma de decisiones relevantes.
- Para clasificar los acuerdos conjuntos entre negocios conjuntos y operaciones conjuntas, el Grupo evalúa los derechos y obligaciones de las partes, así como el resto de hechos y circunstancias existentes en los acuerdos.

Estimaciones y juicios significativos

- Al cierre de cada ejercicio, o cuando existan indicios de pérdida de valor, se analiza el valor recuperable de las inversiones contabilizadas por el método de la participación para determinar si existe posibilidad de deterioro.
- Tal y como se describe en la nota anterior (Nota 1.5), el 24 de abril de 2017 se hizo efectiva la adquisición de un 21% de adicional de participación en la sociedad Compañía de Gas del Amazonas, S.A.C, alcanzándose un porcentaje total de participación en la misma del 51%. La contabilización de este aumento en la participación sobre la sociedad y la asignación del precio de adquisición, será revisada al no haberse cumplido el plazo de 12 meses desde la adquisición, aunque no se estiman variaciones significativas.

Saldo inicial	Nuevas adquisiciones/Aumentos ⁽¹⁾	Cambio método de consolidación ⁽²⁾	Dividendos	Resultado del ejercicio	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura	Otros ajustes	Saldo final
Ejercicio 2017								
1.870.973	60.382	(755.999)	(112.867)	72.859	(111.580)	3.286	(4.996)	1.022.058
Ejercicio 2016								
1.191.105	678.511	-	(86.262)	41.205	50.940	(2.753)	(1.773)	1.870.973

(1) Dentro de "Nuevas adquisiciones/Aumentos" se incluyen aportaciones de capital a TAP y a Estación de Compresión Soto La Marina, S.A.P.I. de C.V. por importes de 51.559 miles de euros y 335 miles de euros respectivamente, la adquisición del 21% adicional de COGA por importe de 8.166 miles de euros, adquisición de un 28.34% de Mibgas Derivatives, S.A. por importe de 142 miles de euros, así como activación de costes de adquisición por importe de 180 miles de euros.

(2) Dentro de "Cambio método consolidación" se incluye el efecto de la baja de la "Inversión contabilizada por el método de la participación" de GNL Quintero, por importe de 540.696 miles de euros, ya que ha pasado a consolidarse por el método de integración global (Nota 1.7). Además, se recoge el efecto de la baja de la "Inversión contabilizada por el método de la participación" de GSP por importe de 215.303 miles de euros, debido a que durante el ejercicio se ha producido la pérdida de la influencia significativa que se ejercía sobre dicha sociedad (Nota 1.5).

Los dividendos cobrados han sido los siguientes:

	2017	2016
TgP	74.926	42.355
Grupo Altamira	3.248	16.195
Swedegas	7.540	10.528
GNL Quintero	-	9.827
BBG	4.000	4.000
Saggas	19.575	-
Otras entidades	3.578	3.357
Total	112.867	86.262

En el Anexo II de estas cuentas anuales consolidadas se presentan los datos sobre negocios conjuntos, operaciones conjuntas y asociadas del Grupo Enagás al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016.

El importe recuperable de la inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa para cada asociada o negocio conjunto, a menos que la asociada o negocio conjunto no genere entradas de efectivo por su uso continuo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos del Grupo.

Con respecto al análisis de deterioro relativo a las sociedades participadas, la tasa de descuento aplicada (coste del equity) en el ejercicio 2017 comprende el intervalo de 5%-9% según el país (5%-10% en el ejercicio 2016). El análisis de sensibilidad de la tasa de descuento del 0,5% y -0,5%, realizado a cierre del ejercicio 2017, pone de manifiesto que en el Grupo no se presentan riesgos significativos asociados a variaciones razonablemente posibles. Por tanto, la Dirección considera que, dentro de los rangos mencionados, no se producirían correcciones por deterioro.

Gasoducto Sur Peruano ("GSP")

En relación a la inversión en Gasoducto Sur Peruano, S.A. (en adelante, "GSP"), con fecha 24 de enero de 2017, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Gobierno del Perú (en adelante, "Estado Peruano") remitió un oficio a GSP declarando "la terminación de la Concesión por causa imputable al Concesionario", amparándose en lo establecido en la cláusula 6.7 del Contrato de Concesión "Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano", al no haber acreditado el cierre financiero dentro del plazo contractual establecido (23 de enero de 2017), procediendo asimismo a la ejecución inmediata de la totalidad de la garantía de fiel cumplimiento depositada por GSP (262, 5 millones de dólares), para asegurar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la concesión.

Esta situación generó la inmediata ejecución de las contragarantías ofrecidas por los accionistas de GSP, lo que en el caso de Enagás generó el pago de 65,6 millones de dólares por concepto de la garantía de fiel cumplimiento del Contrato de Concesión, así como 162 millones de dólares correspondientes a la ejecución de las garantías de la financiación bancaria, durante el mes de enero de 2017.

Asimismo, el Estado Peruano mediante Decreto de Urgencia 001-2017 del 1 de febrero del 2017, encargó a Osinergmin la contratación directa del administrador que se encargará de la administración y supervisión de los Bienes de la Concesión de GSP hasta que los mismos sean entregados a un nuevo concesionario. El 26 de mayo de 2017, Osinergmin celebró un contrato con Estudios Técnicos SAS (ETSA) a fin que se encargue de la administración de los Bienes de la Concesión.

En el mes de octubre de 2017, el Estado Peruano y GSP acordaron un acta para llevar a cabo la entrega de la posesión de los Bienes de la Concesión al Estado Peruano. Durante el mes de diciembre de 2017, se encuentra sustancialmente finalizado el proceso de entrega en posesión de los Bienes de la Concesión de GSP, haciéndose cargo el Estado Peruano de los mismos.

Tras la terminación del Contrato de Concesión, el Estado Peruano debió iniciar un procedimiento previsto en su cláusula 20 que básicamente consistía en la designación de una entidad consultora de reconocido prestigio internacional que calculase el Valor Contable Neto ("VNC") de los Bienes de la Concesión, así como la posterior convocatoria de tres subastas, siendo el monto base de la primera de ellas el 100% del VNC, garantizando en todo caso que después de la tercera subasta, el pago a GSP sería como mínimo el 72,25% del VNC.

Con el importe que hubiese percibido GSP por el VCN de los Bienes de la Concesión, habría procedido a pagar sus obligaciones con terceros, y, en su caso, a restituir las aportaciones de capital de sus accionistas, conforme se explicaba en las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enagás de 2016.

A cierre del ejercicio 2017, salvo la recepción de la posesión de los Bienes de la Concesión, el Estado Peruano no ha realizado actuación alguna dirigida a calcular el VCN y celebrar las convocatorias de las subastas a las que se refiere la cláusula 20 del Contrato de Concesión, por lo que GSP no ha percibido cantidad alguna en concepto de VCN que, a su vez, permitiera la recuperación de la inversión financiera de Enagás en GSP.

En su lugar, el Estado Peruano ha señalado que aplicaría a la terminación del Contrato de Concesión el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por el Decreto Supremo 081-2007-EM. Sin embargo, al cierre del ejercicio 2017, tampoco ha realizado actuación alguna conforme al Reglamento que de alguna manera pudiese hacer suponer que se va a pagar a GSP el valor de los Bienes de la Concesión.

Como consecuencia de la inactividad del Estado Peruano, con fecha 19 de diciembre de 2017, Enagás notificó al Estado Peruano la existencia de una controversia relativa a su inversión en GSP con el objeto de alcanzar un acuerdo amistoso sobre la misma, en los términos del Artículo 9.1 del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones (APPRI) suscrito entre la República del Perú y el Reino de España. Esta notificación supuso el inicio del cómputo de los seis (6) meses de duración del procedimiento de trato directo previo al inicio del arbitraje internacional al que se refiere el propio APPRI como mecanismo para la recuperación de la inversión de Enagás en GSP.

La mencionada notificación de controversia se basa en la opinión de los asesores legales externos e internos, que consideran que el Estado Peruano tenía la obligación de haber aplicado la cláusula 20 del Contrato de Concesión, calculando el VCN de los Bienes de la concesión, convocando tres subastas para adjudicar la Concesión y haber pagado a GSP el VCN.

Como no lo ha hecho, Enagás a través del procedimiento arbitral pretende que el Estado Peruano le indemnice por su inversión en GSP. Enagás considera que, teniendo en cuenta el importe del VCN

de los Bienes de la Concesión, si el Estado lo hubiese pagado a GSP tal y como era su obligación, y también teniendo en cuenta la cascada de pagos que se habría desencadenado tras el pago del VCN, Enagás habría recuperado su inversión en GSP.

Respecto del importe del VCN, existe una valoración realizada por una firma de peritos independientes contratada por Enagás así como un cálculo revisado por una firma auditora, en calidad de experto independiente del Valor Neto Contable al 31 de diciembre de 2016 por encargo de GSP, determinando un valor de VCN de 2.602 millones de dólares.

Teniendo en cuenta el importe del VCN, si sobre el mismo se aplicase la cascada de pagos prevista en la legislación concursal, así como los contratos de subordinación y de cesión de créditos suscritos entre Enagás y los socios en GSP, Enagás recuperaría el valor total de su inversión. La aplicación de estos contratos está siendo cuestionada por alguno de los socios de Enagás en GSP. Así, con fecha 3 de enero de 2018, se notificó a Enagás la solicitud de inicio de proceso arbitral planteada por Odebrecht contra Enagás y Graña y Montero en relación a los acuerdos de subordinación de derechos y cesión de créditos suscritos entre los accionistas de GSP.

En base a las conclusiones de los asesores legales externos e internos, atendiendo a los argumentos recogidos en esta solicitud de arbitraje, se considera remota la posibilidad de que la pretensión de Odebrecht prospere en tanto dichos acuerdos se consideran plenamente válidos y aplicables.

Por lo que se refiere al procedimiento arbitral contra el Estado Peruano (todavía en fase de trato directo), en base a las conclusiones determinadas por los asesores legales externos e internos, se considera que es probable la recuperabilidad de la totalidad de la inversión de Enagás en GSP, consistente en las cuentas a cobrar en relación con las garantías ejecutadas anteriormente indicadas por importe total de 227,6 millones de dólares, diversas facturas por servicios profesionales prestados por importe de 6,8 millones de dólares y el capital social aportado a GSP por importe de 275,3 millones de dólares.

Teniendo en cuenta que el trato directo se ha iniciado el pasado 19 de diciembre de 2017 y también valorando los tiempos que se tarda en resolver una controversia de esta complejidad en un arbitraje internacional, se estima un plazo para la recuperación de la inversión de Enagás en GSP de 4 años contados desde la notificación de controversia, de acuerdo con las conclusiones de los asesores legales internos y externos. El registro de la actualización financiera en el resultado de 2017 ha supuesto un efecto en la cuenta de resultados de 2017 un gasto por importe de 18,4 millones de euros.

Otros asuntos relacionados

Por otra parte, con fecha 13 de febrero de 2017, el Estado Peruano publicó el Decreto de Urgencia N° 003-2017 "Decreto de Urgencia que asegura la continuidad de Proyectos de Inversión para la prestación de Servicios Públicos y cautela el pago de la reparación civil a favor del Estado en casos de corrupción", así como posteriores Lineamientos, estableciendo un régimen excepcional como consecuencia de los actos de corrupción en obras públicas o asociaciones público privadas en el Perú, sin que de su redacción actual se derive un efecto negativo que suponga modificar las conclusiones anteriores. Con fecha 13 de febrero de 2018, se ha publicado el Decreto de Urgencia N° 003-2018 "Decreto de urgencia que asegura la continuidad de proyectos de inversión para la prestación de servicios públicos y cautela el pago de la reparación civil a favor del estado en casos de corrupción ampliando la vigencia del Decreto de Urgencia N° 003-2017", por el que se amplía en un mes la vigencia del Decreto de Urgencia N° 003-2017.

En lo relativo a las actuaciones del Fiscal de la Nación de Perú relativas a la investigación de las actividades de Odebrecht en Perú y otras investigaciones llevadas a cabo por parte de diversos órganos de la Fiscalía peruana, por presuntos delitos que pudieran de alguna manera guardar relación con la adjudicación del proyecto "Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano", se tiene constancia de la existencia de dos investigaciones en curso: la primera signada con la Carpeta 321-2014, relativo a colusión agravada entre una antigua empleada de Odebrecht y un funcionario público, cuya etapa de control y saneamiento está señalada para el próximo 19 de marzo. En esta fase (cuya duración prevista es de 2 a 3 meses) se prevé que se decida sobre la apertura de juicio oral. En base a las opiniones legales de los asesores legales externos en derecho penal se considera remoto que sea condenada la antigua empleada de Odebrecht.

En esta misma causa, el juzgado de investigación preparatoria ha declarado como improcedente la incorporación de GSP en condición de tercero civilmente responsable. La segunda investigación abierta se encuentra en etapa preliminar a nivel de fiscalía signada con la Carpeta 12-2017, estando entre los investigados un empleado de Enagás, si bien basada en la opinión de nuestros asesores legales externos en derecho penal peruano, no hay ningún indicio que haga suponer que las investigaciones puedan discurrir en sentido negativo para Enagás.

En base a todo lo anterior, los administradores de Enagás, conforme con la opinión de sus asesores legales externos e internos, así como de un perito independiente y un experto contable independiente, consideran que estos hechos no suponen un impacto sobre la estimación de la recuperación de la inversión de la participación en GSP y las cuentas a cobrar anteriormente mencionadas por importe total de 382 millones de euros (Nota 3.3.a).

1.7 Combinación de negocios de GNL Quintero, S.A. y transacciones posteriores

Políticas contables

Fondo de comercio y combinaciones de negocio

- La adquisición por parte de la sociedad dominante del control de una sociedad dependiente constituye una combinación de negocios que se contabiliza aplicando el método de adquisición.
- El fondo de comercio o la diferencia negativa de la combinación, se determina por diferencia entre los valores razonables de los activos adquiridos y pasivos asumidos que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes, y el coste de la combinación, todo ello referido a la fecha de adquisición.
- Los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del euro se valoran en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a euros al tipo de cambio vigente a la fecha del balance de situación.
- Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor. Las correcciones valorativas por deterioro reconocidas en el fondo de comercio no son objeto de reversión en ejercicios posteriores.
- Si en la fecha de cierre del ejercicio en que se produce la combinación no pueden concluirse los procesos de valoración necesarios para aplicar el método de adquisición descrito anteriormente, esta contabilización se considera provisional, pudiéndose ajustar dichos valores provisionales en el periodo necesario hasta obtener la información requerida que en ningún caso será superior a un año. Los efectos de los ajustes realizados en este periodo se contabilizan retroactivamente modificando la información comparativa si fuera necesario.
- Conforme a la NIIF 3, una adquisición de control que supone una combinación de negocios realizada por etapas implica valorar la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida a su valor razonable en la fecha de adquisición de control.

Durante el ejercicio 2016, el Grupo Enagás adquirió un 40% de participación societaria adicional al 20,4% que ya poseía sobre la sociedad GNL Quintero, lo que supuso una participación total de un 60,4%. Por los acuerdos de accionistas vigentes a 31 de diciembre de 2016 y el sistema de mayorías reforzadas para la toma de decisiones relevantes existentes, se mantenía la situación de control conjunto sobre GNL Quintero, y por lo tanto, su consolidación conforme al método de la participación. En el marco de esta adquisición de participación societaria adicional, y la formalización de las opciones de compra y venta concedidas a Empresa

Nacional del Petróleo, S.A. (ENAP) y Sumhuram Energy Chile II Limitada (OOC), se acordó entre la totalidad de los accionistas de GNL Quintero la modificación del acuerdo de accionistas existente con fecha de entrada en vigor 1 de enero de 2017.

Las modificaciones introducidas en el mencionado acuerdo de accionistas otorgan a la sociedad Enagás Chile, SpA. el control sobre GNL Quintero con fecha 1 de enero de 2017, al poder adoptar unilateralmente las decisiones relevantes de la sociedad. Esto supone el cambio de método de consolidación de puesta en equivalencia a la integración global con el reconocimiento de los correspondientes socios externos.

Conforme a la NIIF 3 esta adquisición de control supone una combinación de negocios realizada por etapas, lo que ha implicado valorar la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida por su valor razonable en la fecha de adquisición de control. El Grupo Enagás, ha determinado a 1 de enero de 2017 el valor razonable de los activos y pasivos adquiridos en la combinación de negocios tomando como valor de referencia el precio de las adquisiciones de 2016 (400 millones de dólares por el 40%) y que asciende a 1.000 millones de dólares por el 100% de GNL Quintero. La revalorización de la participación previa (60,40%) ha supuesto un impacto positivo de 33.831 miles de euros y la cancelación de las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto a la fecha de adquisición de control de 18.575 miles de euros de ingreso, ambos efectos registrados en el epígrafe de "Ingresos financieros e ingresos asimilados" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada. El detalle del cálculo de la plusvalía generada por la revalorización y la cancelación de las diferencias de conversión es el siguiente:

Miles de euros	
Valor razonable de los activos netos previos (60,4%) ⁽¹⁾	574.527
VNC de la participación a 31.12.2016 (60,4%) ⁽²⁾	540.696
Total revalorización VNC inicial	33.831
Cancelación diferencias de conversión acumuladas en Patrimonio Neto a 31.12.2016	18.575
Impacto en Cuenta de Resultados	52.406

(1) Tomando como valor de referencia 1.000 millones de dólares por el 100% de la participación (951 millones de euros a tipo de cambio de 1 de enero de 2017) (Nota 1.5).

(2) Inversión contabilizada a 31 de diciembre de 2016 por el método de la participación para el 60,4% de GNL Quintero.

La integración global de los activos y pasivos de GNL Quintero en los Estados Financieros del Grupo Enagás, conforme establece la normativa contable relativa a la NIIF 3 de "Combinaciones de Negocios", se ha realizado en base a la estimación de los valores razonables a la fecha de adquisición de los activos adquiridos y los pasivos asumidos mediante la asignación del precio de compra. La revalorización de los activos y pasivos como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra afecta:

- Al inmovilizado intangible, concretamente al contrato "Terminal Use Agreement" (TUA), 835.441 miles de euros para lo que se ha considerado las proyecciones de los flujos de caja derivados del mismo (Nota 2.5).
- A los Pasivos Financieros No Corrientes 5.573 miles de euros para reflejar la cotización en el mercado del bono subyacente.
- Con la asignación del precio de compra, surgen "Pasivos por impuestos diferidos" de 227.074 miles de euros.

El proceso de asignación del precio de compra se ha realizado al 100% de la participación de los activos y pasivos de GNL Quintero y el reconocimiento de los intereses minoritarios (socios externos) por el 39,60% a valor razonable por importe de 255.418 miles de euros.

El Grupo Enagás ha contado con Duff & Phelps, una firma independiente de valoración, para la determinación del valor razonable de los activos y pasivos de GNL Quintero y cuyas conclusiones están en línea con las empleadas por el Grupo Enagás, siendo definitivas las cifras registradas a cierre del ejercicio 2017.

El detalle del valor de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio generado tras la adquisición de control a 1 de enero de 2017 es el siguiente:

Importes en miles de euros ⁽⁴⁾	Valor Razonable	Valor en Libros en la fecha de adquisición de control ⁽¹⁾
Inmovilizado Intangible	844.845	9.404
Propiedades, planta y equipo	874.014	874.014
Otros activos no corrientes	76	76
Activos por impuesto diferido	32.507	32.507
Otros activos corrientes	23.500	23.500
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	244.337	244.337
Total Activo	2.019.279	1.183.838
Pasivos financieros no corrientes	(1.018.056)	(1.023.629)
Pasivos por impuesto diferido ⁽²⁾	(319.826)	(92.752)
Otros pasivos no corrientes	(2.640)	(2.640)
Pasivos financieros corrientes	(20.203)	(20.203)
Otros pasivos corrientes	(13.561)	(13.561)
Total Pasivo	(1.374.286)	(1.152.785)
Activos Netos Contables adquiridos ⁽⁵⁾	389.577	31.054
Coste de adquisición	574.527	-
Fondo de Comercio ⁽³⁾	184.950	-
Fondo de comercio	47.842	-
Efecto fiscal asignación	137.108	-
Socios Externos	(255.418)	(12.297)

(1) Estados Financieros de GNL Quintero a 31 de diciembre de 2016.

(2) Incluye el efecto fiscal asociado a la revalorización de los activos aplicando una tasa impositiva del 27%.

(3) Fondo de comercio al porcentaje de participación que el Grupo Enagás ostenta sobre GNL Quintero que a 1 de enero de 2017 era del 60,4%.

(4) A tipo de cambio de la fecha de adquisición de control (1 de enero de 2017).

(5) Activos Netos Contables al porcentaje de participación (60,4%) que ostentaba el Grupo Enagás a fecha de combinación de negocios (1 de enero de 2017).

Al fondo de comercio (47.842 miles de euros) se le asigna la diferencia entre el precio de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos que se registran, y el consiguiente efecto fiscal asociado a los ajustes efectuados para reflejar las diferencias entre el valor razonable y su valor fiscal por el porcentaje de participación de la sociedad del 60,4% (137.108 miles de euros).

El fondo de comercio resultante, antes de considerar los impuestos diferidos, se justifica considerando que el excedente de capacidad no vendido por el TUA será comercializado al mercado al término de dicho contrato.

El resultado atribuido a la Sociedad dominante imputable a la combinación desde la fecha efectiva de adquisición hasta el 31 de diciembre de 2017 ha ascendido a un resultado después de impuestos de 15.822 miles de euros.

Variaciones posteriores en la consolidación de Quintero

En el marco de las transacciones de adquisición del 40% de GNL Quintero adicional al 20,40% de la participación que ya ostentaba el Grupo Enagás se concedieron dos opciones, una de compra y otra de venta, sobre distintos porcentajes de participación mantenidos sobre dicha sociedad:

- Opción de compra ("call option") a Empresa Nacional del Petróleo S.A. ("ENAP"): Enagás Chile y ENAP llegaron a un acuerdo por el cual esta última no ejercerá su derecho de adquisición preferente en el marco de las adquisiciones de las participaciones Endesa Chile, SpA. y Aproveccionadora Global de Energía S.A. ("AGESA"), a cambio de disponer de una call option por el 15% de las acciones de GNL Quintero, siendo su precio de ejercicio igual al precio por acción al que Enagás Chile SpA. ha realizado sendas transacciones.
- Opción de venta ("put option") a Sumhuram Energy Chile II Limitada ("OOC"): Enagás Chile concedió a OOC una put option por la totalidad de la participación mantenida por estos últimos

en Terminal de Valparaíso (49% directa, 19,6% de participación indirecta en GNL Quintero). En este caso, el precio de ejercicio se fijó tomando como referencia el precio por acción pagado por Enagás Chile SpA. en la adquisición del 40% adicional pero ajustado por los dividendos distribuidos desde el momento de la firma. Dicha put option, sólo sería ejecutable en el caso de que Enagás Chile disminuyera su participación en GNL Quintero por debajo del 60,4%, considerando para tal porcentaje tanto la participación directa como la indirecta mantenida a través de Terminal de Valparaíso, y siendo ejercitable durante un periodo de aproximadamente 20 días desde que dicha situación se produzca.

En este sentido, el 11 de abril de 2017 se produce el ejercicio de ambas opciones conforme a los términos siguientes:

- ENAP ejerce su derecho de compra a través de su cesión a la sociedad OMERS Infrastructures Holdings II SpA (“OMERS”) quien adquiere el 34,6% del capital social que Enagás Chile SpA. ostenta directamente sobre GNL Quintero por importe de 341 millones de dólares.
- Por su parte, OOC ejerce su opción de venta y Enagás Chile SpA. adquiere por importe de 191 millones de dólares el 19,6% del capital social de GNL Quintero que OOC indirectamente ostentaba a través de Terminal de Valparaíso, S.A.
- Adicionalmente Enagás Chile SpA. junto a OMERS, aportan un 5,40% y un 5%, respectivamente, de la participación directa que ambos ostentan sobre GNL Quintero a la sociedad Terminal Bahía de Quintero SpA. la cual había sido constituida con fecha 7 de abril de 2017 (Nota 1.5). Sobre el 5% aportado por OMERS, Enagás Chile ha alcanzado un acuerdo de opción de compra ejercitable en el plazo de un año y cuya valoración a 31 de diciembre de 2017 ha supuesto un ingreso en la Cuenta de Resultados Consolidada de 2.799 miles de euros en el epígrafe de “Ingresos financieros e ingresos asimilados” contra Patrimonio Neto.

De esta manera, el accionariado de GNL Quintero queda conformado por ENAP 20%, Terminal de Valparaíso, S.A. 40% (100% de Enagás Chile), OMERS 29,6% y Terminal Bahía de Quintero SpA 10,4% (51,9% Enagás Chile y 48,1% OMERS). Como resultado de las operaciones anteriores, Enagás Chile SpA. ostenta una participación del 45,40% a través de dos sociedades sobre las que ostenta control, y en virtud de los actuales acuerdos de accionistas, se mantiene la situación de control sobre GNL Quintero, y por tanto se continúa consolidando globalmente sus activos y pasivos, reconociendo el 54,60% en el epígrafe de “Intereses Minoritarios (socios externos)” dentro del Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado (Nota 3.2).

El efecto de las transacciones de compra y venta reseñadas han supuesto una entrada neta de caja para el Grupo Enagás de 150.000 miles de dólares (140.613 miles de euros), la baja del pasivo financiero y un impacto neto en Reservas en Sociedades Consolidadas de 41.345 miles de dólares (39.059 miles de euros) por la cancelación de sendas opciones put-call. Adicionalmente, las diferencias registradas entre el valor neto contable de las participaciones compradas y vendidas han incrementado las Reservas en Sociedades Consolidadas en 3.401 miles de euros.

1.8 Beneficio por acción

	2017	2016	Variación
Resultado neto del ejercicio atribuido a la sociedad dominante (miles de euros)	490.837	417.222	17,6%
Número medio ponderado de acciones en circulación (miles de acciones)	238.426	238.426	-
Beneficio básico y diluido por acción (en euros)	2,0587	1,7499	17,6%

Al no existir a 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 acciones ordinarias potenciales, coinciden el beneficio básico y el beneficio diluido por acción.

1.9 Dividendos distribuidos y propuestos

a) Propuesta de reparto del resultado de la sociedad dominante

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2017 de la sociedad matriz Enagás, S.A., formulada por el Consejo de Administración y que se someterá a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas es la siguiente (en miles de euros):

	2017
A dividendos	348.372
A reservas voluntarias	1.082

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el 20 de noviembre de 2017 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2017 por importe de 139.241 miles de euros (0,584 euros brutos por acción) formulando el estado de liquidez suficiente, expresado en miles de euros, de conformidad con lo establecido en el artículo 277 de la Ley de Sociedades de Capital.

El pago del dividendo a cuenta mencionado anteriormente se realizó el 21 de diciembre de 2017.

Los estados contables provisionales formulados por la sociedad dominante del Grupo, de acuerdo con los requisitos legales, que pusieron de manifiesto la existencia de los recursos suficientes para la distribución de los dividendos a cuenta del ejercicio 2017, fueron los siguientes:

Estado contable provisional formulado el 31 de octubre de 2017

Resultado contable neto	(26.549)
10% Reserva Legal	-
Dividendo a cuenta sociedades del Grupo	387.000
Resultado "disponible" para distribución	360.451
Previsión del pago a cuenta	(139.241)
Previsión de tesorería entre el 31 de octubre y el 31 de diciembre:	-
Saldo de tesorería	27.555
Cobros proyectados en el periodo considerado	183.470
Líneas de crédito y préstamos disponibles con Entidades Financieras	1.500.000
Pagos proyectados en el periodo considerado (incluido el pago a cuenta)	(44.983)
Disponibilidades financieras estimadas antes de pago de dividendos	1.666.042

El dividendo bruto complementario propuesto (0,876 euros por acción) está sujeto a la aprobación de los accionistas en la Junta General Ordinaria y no se incluye como pasivo en estas Cuentas Anuales Consolidadas. En este sentido, este dividendo bruto complementario ascenderá a un importe máximo 209.131 miles de euros.

b) Dividendos totales pagados

Adicionalmente al dividendo a cuenta del ejercicio 2017 indicado, Enagás, S.A. distribuyó durante el ejercicio 2017 el dividendo bruto complementario del ejercicio 2016.

Dicho dividendo ascendió a 198.848 miles de euros (0,834 euros por acción) y fue pagado el 5 de julio de 2017.

1.10 Compromisos y garantías

Políticas contables

- Un contrato de garantía financiera es un contrato que requiere que el emisor efectúe pagos específicos para reembolsar al tenedor por la pérdida en la que incurre cuando un deudor específico incumpla su obligación de pago a su vencimiento, de acuerdo con las condiciones, originales o modificadas, de un instrumento de deuda. Los derechos y obligaciones asociados a una garantía financiera tendrán la consideración de activo financiero y pasivo financiero. En su valoración posterior, se registrará el contrato como el mayor importe entre a) la aplicación de la valoración según la norma de provisiones (NIC 37) o b) la amortización acumulada de la medición inicial y los posibles ingresos devengados.
- Un compromiso de inversión se corresponde con aquella obligación contraída ante una sociedad vinculada que puede dar lugar a salidas de efectivo u otros recursos en el futuro. Entre estos se incluyen: compromisos no reconocidos de aportar fondos o recursos como consecuencia de acuerdos de constitución, proyectos intensivos en capital, emprendidos por un negocio conjunto, compromisos no reconocidos de proporcionar préstamos u otro apoyo financiero al negocio conjunto, o compromisos no reconocidos de adquirir una participación en la propiedad si tiene lugar o no un suceso concreto en el futuro.

Compromisos y garantías	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo (Nota 4.3)	Otras Partes Vinculadas (Nota 4.3)	Terceros	Total
Ejercicio 2017				
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas	24.131	-	-	24.131
Garantías y avales otorgados - Otros	8.376	130.212	319.571	458.159
Compromisos de inversión	68.800	-	30.559	99.359
Ejercicio 2016				
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas	24.779	-	-	24.779
Garantías y avales otorgados - Otros	9.464	144.175	333.103	486.742
Compromisos de inversión	218.289	-	25.708	243.997

a) Garantías sobre deuda de entidades vinculadas

Dentro de la línea de “Garantías sobre deuda de entidades vinculadas” por importe de 24.131 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (24.779 miles de euros a 31 de diciembre de 2016) se incluye el compromiso adquirido en el Contrato de Financiación existente en la sociedad Knubbsäl Topholding AB, mediante el cual, el Grupo Enagás se compromete a otorgar garantía corporativa en favor de las entidades financiadoras si el Contrato de Financiación existente en la actualidad no ha sido cancelado o refinanciado seis meses antes de su vencimiento, que se encuentra establecido para el mes de julio de 2022. El compromiso máximo de garantía otorgado por el Grupo Enagás asciende a 24.131 miles de euros (237.500 miles de SEK), y de acuerdo a lo indicado anteriormente, dicha garantía corporativa no sería otorgada con anterioridad al mes de enero de 2022.

En caso de que finalmente tenga que ser otorgada, dicha garantía corporativa tan sólo sería ejecutable por parte de las entidades financieras en caso de impago por parte de Knubbsäl Topholding AB a la fecha de vencimiento del Contrato de Financiación.

b) Garantías y avales otorgados – Otros

Se incluyen los siguientes conceptos:

Personas, Sociedades o Entidades del Grupo

- Garantías de fiel cumplimiento a entidades del grupo relativas a obligaciones en concesiones y contragarantizadas por Enagás, S.A., por importe de 8.376 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (9.464 miles de euros al 31 de diciembre de 2016).

Otras partes vinculadas

- Avales financieros otorgados por la entidad vinculada Banco Santander como garantía en préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones a Enagás, S.A. por importe de 108.000 miles de euros (120.000 miles de euros durante el ejercicio 2016).
- Avales técnicos otorgados por la entidad vinculada Banco Santander ante terceros por importe de 6.411 miles de euros (6.321 miles de euros en el ejercicio 2016), para cubrir determinadas responsabilidades que pudieran derivarse de la ejecución de los contratos que constituyen la actividad del Grupo Enagás.
- Garantías concedidas ante la Comisión Federal de la Electricidad (“CFE”) por los contratos de servicios relacionados con los proyectos Gasoducto de Morelos y Estación de Compresión Soto La Marina, por importe de 8.376 miles de euros y 7.425 miles de euros respectivamente.

Terceros

Se incluyen, principalmente, los siguientes conceptos:

- Avales financieros otorgados por entidades financieras como garantía en préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones a Enagás, S.A., por importe de 258.667 miles de euros (290.000 miles de euros en el ejercicio 2016).

- Avales técnicos otorgados por entidades financieras ante terceros por importe de 56.954 miles de euros (42.228 miles de euros en el ejercicio 2016) para cubrir determinadas responsabilidades que pudieran derivarse de la ejecución de los contratos que constituyen la actividad del Grupo Enagás.
- A 31 de diciembre de 2017, no existen garantías otorgadas en procesos de licitación (875 miles de euros al 31 de diciembre de 2016).

c) Compromisos de inversión

Se incluyen los siguientes conceptos:

- El Grupo Enagás mantiene compromisos de inversión por importe de 68.800 miles de euros relativos al proyecto de TAP, correspondiente a los aportes de capital previstos a desembolsar como accionista hasta el Cierre Financiero. Al 31 de diciembre de 2016 el Grupo Enagás mantenía compromisos de inversión por importe de 212.800 miles de euros, relativos al proyecto TAP. De este modo se cumple con la obligación de los accionistas de continuar financiando el proyecto hasta la consecución de la financiación bancaria, cuya negociación se encuentra en curso. En el marco de dichas negociaciones, se espera que las entidades financieras exijan garantías por parte de los socios.

Una vez formalizada dicha financiación y teniendo en cuenta la devolución de fondos a los accionistas por parte de los bancos para equilibrar el ratio de deuda/capital, la inversión de Enagás será de aproximadamente 277.000 miles de euros y se espera prestar garantías de aproximadamente 586.060 miles de euros sobre la deuda bancaria que se irán otorgando a medida que la filial realice disposiciones de deuda.

El Grupo Enagás mantiene compromisos en firme de inversión por inversiones en Agrupaciones de Interés Económico (AIE) por importe de 30.559 miles de euros, que serán desembolsados durante los ejercicios 2018 y 2019 (25.708 miles de euros al 31 de diciembre de 2016).

Los Administradores estiman que no se derivarán pasivos significativos adicionales a los registrados en el Balance de Situación Consolidado adjunto por las operaciones descritas en esta nota.

1.11 Nuevas normas contables

a) Normas vigentes para el presente ejercicio

Las políticas contables utilizadas en la preparación de estas cuentas anuales consolidadas son las mismas que las aplicadas en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2016, ya que ninguna de las modificaciones a las normas que son aplicables por primera vez en este ejercicio ha tenido impacto en las políticas contables del Grupo.

Las modificaciones a la NIC 7 Estado de flujos de efectivo: Iniciativa sobre información a revelar, requieren que las entidades desglosen los cambios en los pasivos producidos por actividades de financiación, incluyendo tanto los correspondientes a de flujos de efectivo como los que no impliquen flujos de efectivo (Nota 3.8).

b) Normas no vigentes para el presente ejercicio

El Grupo tiene la intención de adoptar las normas, interpretaciones y modificaciones a las normas emitidas por el IASB, que no son de aplicación obligatoria en la Unión Europea a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, cuando entren en vigor, si le son aplicables. En base a los análisis realizados hasta la fecha, el Grupo estima que su aplicación inicial no tendrá un impacto significativo sobre sus cuentas anuales consolidadas, excepto por las siguientes normas:

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas	Contenido	Aplicación obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:
NIIF 15	Ingresos procedentes de contratos con clientes	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.
NIIF 9	Instrumentos financieros	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.
NIIF 16	Nueva norma de arrendamientos que sustituye a NIC 17. La novedad central radica en que la nueva norma propone un modelo contable único para los arrendatarios, que incluirán en el balance todos los arrendamientos (con algunas excepciones limitadas) con un impacto similar al de los actuales arrendamientos financieros (habrá amortización del activo por el derecho de uso y un gasto financiero por el coste amortizado del pasivo).	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2019.

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes

Esta Norma fue finalmente aprobada por parte de la Unión Europea mediante la correspondiente publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea el 29 de octubre de 2016, siendo su aplicación definitiva de carácter obligatorio para aquellos periodos anuales comenzados a partir de 1 de enero de 2018.

La NIIF 15 regulará el reconocimiento de ingresos con clientes, sustituyendo, una vez sea de aplicación, la NIC 18 Ingresos de actividades ordinarias, NIC 11 Contratos de construcción, así como a todas las interpretaciones relacionadas (IFRIC 13 Programas de fidelización de clientes, IFRIC 15 Acuerdos para la construcción de inmuebles, IFRIC 18 Transferencias de activos procedentes de clientes y SIC 31 Ingresos – Permutas de servicios de publicidad).

El nuevo modelo de ingresos ordinarios es aplicable a todos los contratos con clientes, salvo aquellos que se encuentren dentro del alcance de otras NIIF, como arrendamientos, contratos de seguro e instrumentos

financieros. Las transferencias de activos que no correspondan a las actividades ordinarias de la entidad (como por ejemplo venta de inmovilizado material, bienes inmuebles o inmovilizado intangible) también quedarán sujetas a algunos de los requisitos de registro y valoración del nuevo modelo establecido por NIIF 15. Sin embargo, el reconocimiento de intereses y de ingresos por dividendos cae fuera del alcance de esta Norma.

En cuanto a la casuística concreta de los ingresos del Grupo Enagás, se ha procedido a realizar un análisis de los posibles impactos que se derivarán de la futura implementación de dicha Norma, identificando lo siguiente:

- En lo que respecta a los ingresos procedentes de la actividad regulada, los cuales son los más representativos del Grupo, y cuyo desarrollo normativo y criterios de reconocimiento y valoración se encuentran descritos en el Anexo III, no se han identificado diferencias significativas derivadas de la implementación de NIIF 15 en lugar de las normas

a las que ésta sustituye, no existiendo impactos significativos en el reconocimiento de ingresos procedentes de este tipo de actividad.

- Por otra parte, los ingresos de GNL Quintero proceden en su práctica totalidad del contrato de Terminal Use Agreement (“TUA”) que tiene con GNL Chile. Una vez analizado dicho contrato, se ha concluido que dichos ingresos se encuentran intrínsecamente ligados al acto del arrendamiento del terminal de regasificación en su conjunto, no suponiendo tampoco cambios en el criterio de reconocimiento de ingresos bajo NIIF 15.
- En cuanto a los ingresos por actividades no reguladas incluidos dentro del epígrafe de Importe Neto de la Cifra de Negocios de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, se corresponden a los importes recibidos por la ejecución de conexiones de la infraestructura de la red básica de Enagás Transporte, S.A.U. y Enagás Transporte del Norte, S.L. con redes de empresas distribuidoras, transportistas secundarios, comercializadoras de gas y clientes cualificados, los cuales son inicialmente reconocidos como ingresos diferidos, para posteriormente aplicarlos a resultados en función de la vida útil de las instalaciones asignadas (Notas 2.1.a). Derivado de la tipología de los acuerdos contractuales que soportan este tipo de ingresos, se ha determinado que existe un componente de financiación implícito, que de acuerdo a los nuevos requisitos normativos ha de ser reconocido como un pasivo en el Balance de Situación Consolidado.
- Adicionalmente, incluidos dentro del epígrafe “Otros ingresos de explotación” de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, se encuentran fundamentalmente los ingresos diferidos correspondientes a los contratos de “derecho de transporte de gas” firmados con las sociedades filiales Gasoducto de Extremadura, S.A. y Gasoducto Al-Andalus, S.A., las cuales son consolidadas proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás Transporte, S.A.U. en dichas sociedades. Dichos ingresos diferidos son imputados en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada siguiendo un criterio de periodificación lineal hasta el año 2020 en el que vence el mencionado contrato de transporte (Notas 2.1.a). Al igual que para el caso de la ejecución de las conexiones de infraestructura de la red básica, se ha determinado un componente de financiación implícito en este tipo de contratos, que de acuerdo a los nuevos requisitos normativos ha de ser reconocido como un pasivo en el Balance de Situación Consolidado.
- Por último, en lo que respecta a las sociedades contabilizadas mediante el método de la participación, y a efectos de homogenización, la sociedad ha realizado un análisis de potenciales impactos para cada una de las sociedades participadas, no habiéndose detectado ningún tipo de ajuste derivado de su futura implementación.

En cuanto al método de transición seleccionado, se ha optado por una adopción retrospectiva modificada, mostrando por tanto el efecto acumulado de la aplicación inicial. De este modo, se aplicará la norma retrospectivamente únicamente al periodo más reciente que es presentado en los estados financieros.

En base a todo lo expuesto anteriormente, con fecha 1 de enero de 2018 se reconocerá el efecto acumulado de adopción inicial de NIIF 15 como una Reserva inicial negativa, el cual ascenderá a un importe aproximado de 27 millones de euros (netos de efecto fiscal), siendo la contrapartida un mayor pasivo de aproximadamente 37 millones de euros, tal y como se ha indicado anteriormente. Dicho importe se verá posteriormente trasladado a la Cuenta de Resultados Consolidada durante la vigencia de los contratos correspondientes, siendo separados sus componentes entre mayores ingresos operativos (precio de la transacción) y mayores gastos financieros (componente financiero significativo).

NIIF 9: Instrumentos Financieros

Al igual que para el caso anterior, esta Norma fue aprobada por la Unión Europea durante el ejercicio 2016, concretamente mediante su publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea el 29 de noviembre de 2016, siendo su aplicación de carácter obligatorio para los periodos anuales comenzados el 1 de enero de 2018.

Esta Norma sustituirá a la actual NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”, siendo el cambio conceptual importante en todos los apartados de la Norma, cambiando el modelo de clasificación y valoración de activos financieros siendo adaptados al modelo de negocio de la entidad, reenfocando el modelo de contabilidad de coberturas de modo que se alinee más con la gestión económica del riesgo, así como modificando el actual modelo de deterioro basado en pérdidas incurridas a un modelo basado en pérdidas esperadas.

El Grupo tiene previsto adoptar la nueva norma en la fecha de aplicación requerida y no reexpresará la información comparativa. Durante 2017, el Grupo ha realizado una evaluación detallada de los impactos de los tres aspectos de la NIIF 9. Esta evaluación se basa en la información actualmente disponible y puede estar sujeta a variaciones por información adicional que esté disponible en 2018 cuando el Grupo adopte la nueva Norma.

Clasificación y valoración

La nueva norma exige que los activos financieros se clasifiquen en el momento de su registro inicial como valorados al coste amortizado o a valor razonable.

La clasificación depende del modelo de negocio de la entidad y la existencia o no de determinados flujos de efectivo contractuales.

- Si el objetivo del modelo de negocio es mantener un activo financiero con el fin de cobrar flujos de efectivo

contractuales, que constituyen exclusivamente pagos del principal más intereses sobre dicho principal, el activo financiero se valorará al coste amortizado.

- Si el modelo de negocio, tiene como objetivo tanto la obtención de flujos de efectivo contractuales como su venta, los activos financieros se valorarán a su valor razonable con cambios en otro resultado integral (patrimonio).

De otra parte, en el registro inicial de un activo financiero, una entidad puede optar por valorarlo a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias si ello permite eliminar o reducir una asimetría contable.

Todos los demás activos financieros se valoran a valor razonable, registrándose los beneficios y pérdidas resultantes de la valoración posterior en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.

En virtud de los análisis efectuados, y con la excepción de los instrumentos financieros derivados, cuya categoría se correspondería con la de valor razonable con cambios en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada (o aplicación en su caso de los criterios de contabilidad de coberturas), la categoría de coste amortizado es la que recoge la práctica totalidad de los activos financieros del Grupo. Dicha nueva categoría no presenta diferencias significativas en lo relativo a valoración respecto a las categorías que se venían adoptando bajo NIC 39.

Pérdida esperada

Se introduce un nuevo modelo de deterioro basado en la pérdida esperada, a diferencia del modelo actual existente bajo NIC 39 que se basa en pérdida incurrida.

Para el cálculo de dicha pérdida esperada, el Grupo Enagás ha desarrollado un modelo financiero propio, basado tanto en información interna (como por ejemplo saldos existentes, garantías recibidas y compromisos contractuales) como en magnitudes externas (como por ejemplo valoraciones crediticias de clientes y organismos).

Tras el análisis efectuado, el importe de pérdida esperada resultante con la información disponible a 31 de diciembre de 2017 se encontraría por debajo de 1 millón de euros.

Contabilidad de coberturas

El nuevo modelo trata de alinear los criterios contables con la gestión del riesgo. Los tres tipos de contabilidad de coberturas existentes en la actualidad se mantienen (coberturas de flujos de efectivo, de valor razonable y de inversión neta).

Teniendo en cuenta la cartera de instrumentos financieros derivados existentes en el Grupo Enagás, el efecto fundamental procede de la evaluación de la eficacia, pues se eliminan las reglas actuales y se establecen criterios de evaluación alineados con la gestión del riesgo a través del principio de "relación económica", eliminándose el requisito de evaluación retrospectiva.

Refinanciaciones de pasivos financieros

En aplicación de la interpretación realizada por el IASB en 2017 sobre el tratamiento de las refinanciaciones de pasivos financieros bajo NIIF 9, los flujos contractuales de la deuda refinanciada han de ser descontados a la tasa de interés efectiva original, revisada con las comisiones asociadas, en vez de a la nueva tasa resultante de la operación de refinanciación.

La diferencia obtenida impactará la Cuenta de Resultados Consolidada como un gasto o ingreso a la fecha de la refinanciación, si bien, dado el carácter retroactivo de esta interpretación, para aquellas operaciones realizadas con anterioridad a 1 de enero de 2018, la diferencia existente será registrada contra Reservas.

El Grupo Enagás cuenta con tres operaciones sujetas a la mencionada Interpretación, dos realizadas por la subsidiaria Enagás Financiaciones, S.A.U. en el ejercicio 2015, así como una realizada por GNL Quintero, S.A. en el ejercicio 2014.

El impacto para el Grupo Enagás de dicha Interpretación supone una Reserva inicial de aproximadamente 19 millones de euros (neta de efecto fiscal), así como un menor valor de la deuda por un importe aproximado de 24 millones de euros. Este menor valor de la deuda se reclasificará a la Cuenta de Resultados Consolidada como mayor gasto financiero a fin de registrar durante los ejercicios futuros la deuda a la tasa de interés efectiva original.

NIIF 16: Arrendamientos

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 y reemplaza a la NIC 17 Arrendamientos, CINIIF 4 Determinación de si un contrato contiene un arrendamiento, SIC-15 Arrendamientos operativos - Incentivos y SIC-27 Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento. La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, la valoración, la presentación y la información a revelar de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo de balance similar a la actual contabilización de los arrendamientos financieros de acuerdo con la NIC 17. La norma incluye dos exenciones al reconocimiento de los arrendamientos por los arrendatarios, los arrendamientos de activos de bajo valor (por ejemplo, los ordenadores personales) y los arrendamientos a corto plazo (es decir, los contratos de arrendamiento con un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo por los pagos a realizar por el arrendamiento (es decir, el pasivo por el arrendamiento) y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo por el derecho de uso). Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto por intereses correspondiente al pasivo por el arrendamiento y el gasto por la amortización del derecho de uso.

Los arrendatarios también estarán obligados a reevaluar el pasivo por el arrendamiento al ocurrir ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos de arrendamiento futuros que resulten de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar esos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el importe de la reevaluación del pasivo por el arrendamiento como un ajuste al activo por el derecho de uso.

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 no se modifica sustancialmente respecto a la contabilidad actual de la NIC 17. Los arrendatarios continuarán clasificando los arrendamientos con los mismos principios de clasificación que en la NIC 17 y registrarán dos tipos de arrendamiento: arrendamientos operativos y financieros.

La NIIF 16 también requiere que los arrendatarios y los arrendadores incluyan informaciones a revelar más extensas que las estipuladas en la NIC 17.

La NIIF 16 es efectiva para los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2019 o posteriormente, permitiéndose su aplicación anticipada, pero no antes de que una entidad aplique la NIIF 15. Un arrendatario puede optar por aplicar la norma de forma retroactiva total o mediante una transición retroactiva modificada. Las disposiciones transitorias de la norma permiten ciertas exenciones.

El Grupo Enagás se encuentra en la actualidad en el proceso de análisis y estimación de esta nueva Norma, no pudiendo por tanto ofrecer a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales un impacto cuantitativo.

2. Desempeño operativo del grupo

Aspectos relevantes

Resultado de explotación

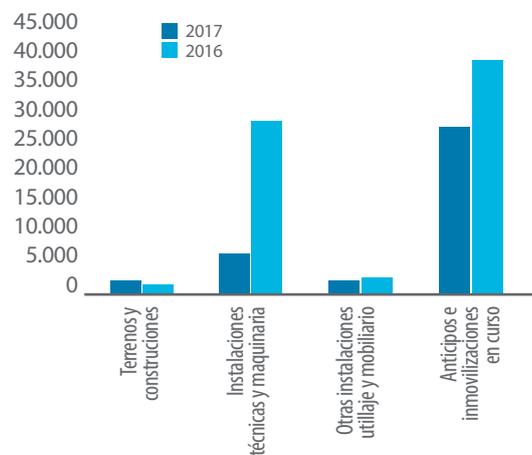
- El resultado de explotación ha aumentado un 12,3% respecto al ejercicio 2016, ascendiendo a 732 millones de euros.
- El impacto de haber reclasificado durante el ejercicio 2017 el resultado del periodo de las sociedades consolidadas por el método de la participación registrado bajo el epígrafe de "Resultado de las inversiones contabilizadas por el método de la participación" como parte del resultado de explotación, asciende a 72.859 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (41.205 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

Deudores comerciales

- Con fecha 1 de diciembre de 2017, Enagás Transporte, S.A.U. cedió los derechos de crédito reconocidos por la legislación sectorial sobre la cantidad de déficit acumulado del sistema gasista del que era titular a 31 de diciembre de 2014. Dichos derechos suponían un importe de 354.751 miles de euros, correspondientes tanto al importe nominal como a los intereses devengados y no cobrados a dicha fecha de cesión dándose de baja del balance de situación a 31 de diciembre de 2017 (Nota 2.2).
- "Deudores varios - Corrientes" incluye el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas de regasificación, transporte y almacenamiento subterráneo por 410.163 miles de euros correspondiente al ejercicio 2017 (368.557 miles de euros a 31 de diciembre de 2016), así como el saldo pendiente correspondiente a la retribución de la actividad de Gestor Técnico por 6.650 miles de euros (6.915 miles de euros a 31 de diciembre de 2016) (Nota 2.2).

Propiedad planta y equipo

- Este epígrafe supone, a 31 de diciembre de 2017, el 57% del total de activos (el 54% del total de activos a 31 de diciembre de 2016).
- En el ejercicio 2017 su importe se ha incrementado en 498 millones de euros. La variación se debe principalmente a la integración global de GNL Quintero (874 millones de euros). Este incremento se ve compensado por el efecto de la amortización anual (277 millones de euros) así como por el deterioro de determinados activos considerados obsoletos y de aquellas inversiones en proyectos en curso cuya probabilidad de ejecución es remota (28 millones de euros); ya que no se han producido altas adicionales significativas durante el ejercicio (Nota 2.4).
- La distribución de las adquisiciones por categorías de activos ha sido la siguiente:



Inmovilizado intangible – Fondo de comercio

- Dentro de "Aumentos por variación del perímetro de consolidación" del ejercicio 2017, se recoge el efecto de consolidar por integración global la participación en GNL Quintero como consecuencia de la adquisición de control sobre la sociedad a partir del 1 de enero de 2017, así como el fondo de comercio surgido en el proceso de asignación por importe de 184.950 miles de euros (Nota 1.7).

2.1 Resultado de explotación

Políticas contables

Reconocimiento de ingresos

- El Grupo Enagás calcula los ingresos al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y que representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.
- Los ingresos ordinarios asociados a la prestación de servicios se reconocen igualmente considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad.
- Concretamente, los ingresos por Gestión Técnica del Sistema (GTS) son regulados (Anexo III) por un organismo público. Se calculan anualmente en función del coste acreditado para cada año y tienen como finalidad retribuir las obligaciones de Enagás GTS, S.A.U., como gestor técnico del sistema, entre las que se incluyen coordinar el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de transporte, supervisando la seguridad del suministro de gas natural, llevar a cabo planes para el futuro desarrollo de las infraestructuras gasistas y controlar el acceso a terceros a la red. La imputación mensual de estos ingresos a la cuenta de pérdidas y ganancias se realiza siguiendo un criterio lineal.
- Los ingresos procedentes de la actividad de regasificación, almacenamiento y transporte en España se calculan en base a un sistema retributivo regulado (Anexo III). La retribución se compone de un término fijo por disponibilidad de la instalación y un término variable por continuidad de suministro. El término fijo de disponibilidad incluye los costes de operación y mantenimiento para cada año, la amortización y una retribución financiera calculada mediante la aplicación al valor neto anual de la inversión y de la tasa de retribución financiera que se determine para cada periodo regulatorio. La inclusión del término variable de continuidad de suministro en la retribución de las instalaciones permite por una parte, ajustar los costes del sistema ante situaciones de variación de demanda equilibrando las diferencias entre los ingresos y los costes del sistema y, por otra, traslada parte del riesgo de la variación de la demanda, que hasta el momento era soportado por el consumidor final, al titular de las instalaciones.

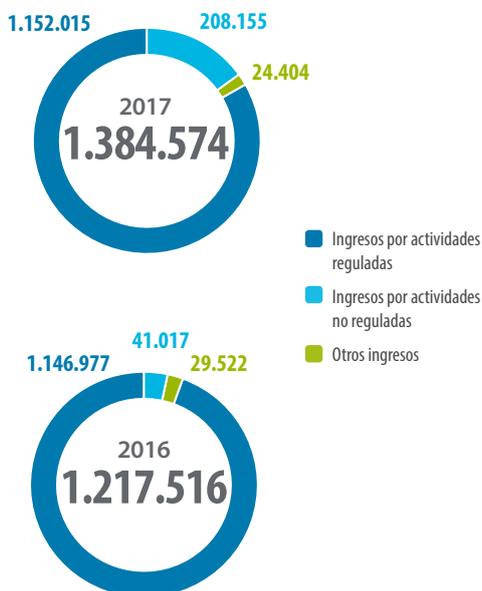
Este término es en función de la variación total del consumo nacional de gas natural, excluyendo el suministro a través de plantas satélites, en el año de cálculo respecto al año anterior en el caso de las instalaciones de transporte, de la variación de demanda de gas regasificado en el conjunto de las plantas del sistema en el caso de las instalaciones de regasificación y de la variación del gas útil almacenado, a 1 de noviembre del año correspondiente e incluyendo la parte de gas colchón extraíble mecánicamente en los almacenamientos, en el caso de estos últimos.

La retribución por continuidad de suministro se reparte entre todas las instalaciones en función de la ponderación de su valor de reposición respecto al del conjunto de instalaciones de la actividad, calculándose dichos valores mediante la aplicación de los valores unitarios de inversión en vigor cada año. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de las instalaciones, y en aquellos casos en que el activo continúe en operación, se establece como retribución fija los costes de operación y mantenimiento incrementados por un coeficiente cuya cuantía depende del número de años en que la instalación supera la vida útil regulatoria, no devengándose cantidad alguna en concepto de retribución por inversión.

- El reconocimiento de ingresos de GNL Quintero está regulado por el Terminal Use Agreement ("TUA"), que es un contrato según el cual la sociedad pone a disposición de GNL Chile el 100% de su capacidad de regasificación y almacenamiento.
- Por su parte, los ingresos diferidos del Grupo corresponden fundamentalmente a los importes recibidos por anticipado de los derechos de transporte de gas natural cedidos a Gasoducto Al-Andalus, S.A. y a Gasoducto de Extremadura, S.A., que se aplican a resultados linealmente hasta el año 2020, fecha en la que vence el contrato de transporte.
- Adicionalmente, se incluye dentro de este epígrafe la periodificación de los importes recibidos por la ejecución de conexiones de la infraestructura de la red básica de Enagás Transporte, S.A.U. y Enagás Transporte del Norte, S.L. con redes de empresas distribuidoras, transportistas secundarios, comercializadoras de gas y clientes cualificados. La aplicación a resultados se realiza en función de la vida útil de las instalaciones asignadas.

a) Ingresos

El desglose de los Ingresos es el siguiente:



La distribución del Importe neto de la cifra de negocios en función de las Sociedades del Grupo de las que proviene es la siguiente:

Importe neto de la cifra de negocios	2017	2016
Actividades reguladas:	1.152.015	1.146.977
Enagás Transporte, S.A.U.	1.099.391	1.095.013
Enagás Transporte del Norte, S.L.	28.657	28.006
Enagás GTS, S.A.U.	23.967	23.958
Actividades no reguladas:	208.155	41.017
GNL Quintero	173.746	-
Enagás Transporte, S.A.U.	31.682	32.287
Enagás Internacional, S.L.U.	1.391	2.038
Enagás México	713	649
Enagás Transporte del Norte, S.L.	284	-
Enagás Emprende	134	-
Enagás Perú	131	1.841
Enagás, S.A.	73	4.202
Efficiency for LNG Applications, S.L.	1	-
Total	1.360.170	1.187.994

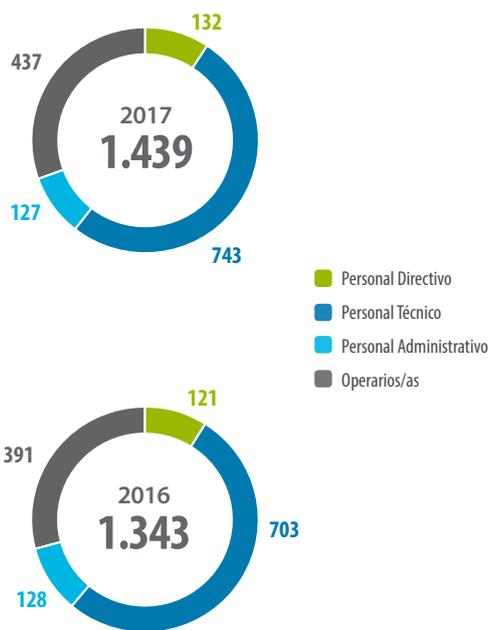
b) Gastos de personal

Importe neto de la cifra de negocios	2017	2016
Sueldos y salarios	95.916	84.579
Indemnizaciones	7.153	2.116
Seguridad Social	18.519	18.091
Otros gastos de personal	9.769	8.402
Aportaciones a fondos de pensiones externos (plan de aportación definida)	2.428	2.348
Trabajos para el inmovilizado (Nota 2.4)	(4.846)	(6.782)
Total	128.939	108.754

En 2017, sueldos y salarios incluye el valor razonable de los servicios recibidos, como contraprestación de los instrumentos de patrimonio concedidos, por 2.206 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (1.959 miles de euros a 31 de diciembre de 2016), que corresponde a la parte liquidable mediante acciones de Enagás, S.A. del Plan de Incentivo a Largo Plazo aprobado el 18 de marzo de 2016, correspondiente a los consejeros ejecutivos y miembros del equipo directivo, el cual supone una transacción con pago basado en acciones. También se ha registrado, con abono al epígrafe "Provisiones" del pasivo no corriente, la prestación de servicios correspondiente a la parte del incentivo pagadera en metálico por 877 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (800 miles de euros a 31 de diciembre de 2016) (Nota 2.8.a). Adicionalmente, se incluye el gasto de personal derivado del programa de bono trienal de contribución a resultados dirigido al resto de la plantilla del Grupo por 2.344 miles de euros.

El Grupo Enagás contribuye, de acuerdo con el Plan de Pensiones firmado y adaptado a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones, a un plan de aportación definida "Enagás Fondo de Pensiones", cuya Entidad Gestora es Gestión de Previsión y Pensiones, S.A. y la Depositaria es Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., que cubre los compromisos adquiridos por el Grupo con el personal activo afectado. Dicho plan reconoce unos derechos consolidados por servicios pasados y se compromete a la aportación mensual de un porcentaje medio del 4,14% del salario computable (4,30% en 2016). Es un plan de modalidad mixta destinado a cubrir tanto las prestaciones de jubilación, como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes. El total de personas adscritas al plan a 31 de diciembre de 2017 asciende a 1.190 partícipes (1.146 partícipes a 31 de diciembre de 2016). Las aportaciones efectuadas por el Grupo por este concepto en cada ejercicio se registran en el capítulo "Gastos de Personal" de la Cuentas de Resultados Consolidada. A cierre del ejercicio 2017, no existen cuantías pendientes de aportar por este concepto.

Adicionalmente, El Grupo ha externalizado compromisos de pensiones con sus Directivos mediante un contrato de seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones que incluyen prestaciones en casos de supervivencia, fallecimiento e incapacidad laboral.



A 31 de diciembre de 2017 la plantilla del Grupo está compuesta por 1.426 empleados (1.337 empleados en 2016) cuya distribución por grupo profesional y género es como sigue:

Categorías	2017		2016	
	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres
Personal Directivo	35	99	31	94
Personal Técnico	220	516	219	482
Personal Administrativo	102	23	102	21
Operarios/as	17	414	15	373
Total	374	1.052	367	970

En la categoría de "Personal Directivo" queda integrada la Alta Dirección del Grupo compuesta por diez personas (ocho hombres y dos mujeres).

Asimismo, el número medio de personas empleadas en 2017 y 2016 por las sociedades comprendidas en el Grupo con discapacidad mayor o igual del 33% según categorías, es el siguiente:

Categorías	2017	2016
Personal Directivo	1	-
Personal Técnico	4	4
Personal Administrativo	2	2
Operarios/as	4	4
Total	11	10

c) Otros gastos de explotación

Otros gastos de explotación	2017	2016
Servicios exteriores:		
Gastos de I+D	1.133	780
Arrendamientos y cánones	45.740	44.361
Reparación y conservación	50.052	52.760
Servicios profesionales independientes	29.799	30.139
Transportes	32.159	26.196
Primas de seguros	9.825	6.302
Servicios bancarios y similares	347	267
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	4.832	4.706
Suministros	20.874	19.045
Otros servicios	14.790	19.315
Servicios exteriores	209.551	203.871
Tributos	16.669	13.929
Otros gastos de gestión corriente	147	170
Otros gastos externos	16.116	9.063
Variación de las provisiones de tráfico	36	(762)
Total	242.519	226.271

2.2 Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes y corrientes

Políticas contables

- Los activos financieros se reconocen en el Balance de Situación Consolidado en la fecha de transacción, cuando el Grupo se convierte en una de las partes de las disposiciones contractuales del instrumento.

Préstamos y cuentas a cobrar

- Son activos financieros originados en la venta de bienes o en la prestación de servicios por operaciones de tráfico de la empresa, o los que no teniendo un origen comercial, no son instrumentos de patrimonio ni derivados y cuyos cobros son de cuantía fija o determinable y no se negocian en un mercado activo.
- Dichos activos financieros se valoran inicialmente al valor razonable de la contraprestación entregada más los costes de la transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición. Posteriormente, se valoran a su coste amortizado, reconociendo en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada los intereses devengados en función de su tasa de interés efectiva correspondiente.
- Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.
- El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran o se han cedido los derechos sobre los flujos de efectivo del correspondiente activo financiero y se han transferido sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad, tales como en ventas en firme de activos, cesiones de créditos comerciales en operaciones de "factoring" en las que la empresa no retiene ningún riesgo de crédito ni de interés, las ventas de activos financieros con pacto de recompra por su valor razonable o las titulizaciones de activos financieros en las que el Grupo no retiene financiaciones subordinadas ni concede ningún tipo de garantía o asume algún otro tipo de riesgo.
- Por el contrario, el Grupo no da de baja los activos financieros, y reconoce un pasivo financiero por un importe igual a la contraprestación recibida, en las cesiones de activos financieros en las que se retenga sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad, tales como el descuento de efectos, el "factoring con recurso", las ventas de activos financieros con pactos de recompra a un precio fijo o al precio de venta más un interés y las titulizaciones de activos financieros en las que el grupo retiene financiaciones subordinadas u otro tipo de garantías que absorben sustancialmente todas las pérdidas esperadas.

Estimaciones y juicios significativos

- Una pérdida por deterioro de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida por deterioro de valor se reconoce como gasto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros descontados a la tasa de interés efectiva.
- Si, en periodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada del ejercicio.

	31.12.2017	31.12.2016
Cientes por ventas y prestación de servicios	63.725	42.259
Empresas del grupo	9.090	16.321
Deudores varios	390.364	391.069
Subtotal	463.179	449.649
Impuesto sobre el Valor Añadido	15.708	24.160
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes	478.887	473.809
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes (Nota 3.3.a)	117.947	397.351

"Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes" incluye principalmente, en aplicación del Real Decreto-ley 8/2014 de 4 de julio y la Ley 18/2014 de 15 de octubre, el déficit acumulado a largo plazo de las actividades reguladas por un importe total al 31 de diciembre de 2017 de 90.485 miles de euros (373.464 miles de euros al 31 de diciembre de 2016).

Con fecha 1 de diciembre de 2017, Enagás Transporte, S.A.U. cedió los derechos de crédito reconocidos por la legislación sectorial sobre la cantidad de déficit acumulado del sistema gasista que era titular a 31 de diciembre de 2014. Dichos derechos ascendían a un importe total de 354.751 miles de euros, correspondiente al importe nominal más los intereses devengados y no cobrados a dicha fecha de cesión.

La operación se realizó mediante un proceso de subasta en la que participaron distintas entidades bancarias. Como resultado de la misma, el Grupo Santander resultó adjudicatario de la totalidad del importe objeto de cesión anteriormente indicado. Al haberse recibido en la cesión el mismo importe nominal, así como los intereses devengados y no cobrados, no se deriva gasto financiero por esta operación. Asimismo, mediante la citada operación, Enagás Transporte, S.A.U. transfirió al Grupo Santander las obligaciones y los derechos contractuales inherentes a la propiedad del activo financiero transferido, procediendo a dar de baja dicho activo financiero del Balance de Situación de Enagás Transporte, S.A.U., al considerar los Administradores del Grupo Enagás que se habían transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al mismo, así como el control del mencionado activo financiero.

Adicionalmente, dentro de este epígrafe se incluye la cuenta por cobrar a largo plazo con la CNMC por los costes de desmantelamiento que serán retribuidos en el futuro por importe de 26.166 miles de euros (21.293 miles de euros en 2016).

“Deudores varios corrientes” incluye el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas de regasificación, transporte y almacenamiento subterráneo por 367.856 miles de euros (368.557 miles de euros a 31 de diciembre de 2016), así como el saldo pendiente correspondiente a la retribución de la actividad de Gestor Técnico por 6.650 miles de euros (6.915 miles de euros a 31 de diciembre de 2016). Los deudores comerciales relacionados con la actividad regulada siguen el sistema de liquidación establecido en la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos (Anexo III).

2.3 Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Políticas contables

- Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización financiera no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	31.12.2017	31.12.2016
Deudas con empresas vinculadas	3.876	2.736
Resto de proveedores	156.287	127.067
Otros acreedores	11.681	2.371
Subtotal (Nota3.3)	171.844	132.174
Impuesto sobre el valor añadido	2.397	-
Hacienda Pública acreedora por retenciones y otros	32.663	31.705
Total	206.904	163.879

Información sobre el periodo medio de pago

El detalle de la información requerida por la Disposición adicional segunda de la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, es el siguiente:

Días	2017	2016
Ratio de las operaciones pagadas	32	38
Ratio de las operaciones pendientes de pago	37	39
Periodo medio de pago a proveedores (PMPP)	32	38

Importe	2017	2016
Total de pagos realizados	445.554	483.326
Total de pagos pendientes	32.852	26.037

2.4 Propiedad, planta y equipo

Políticas contables

- Se aplica el modelo de coste, por lo que se valoran al coste de adquisición o producción menos la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro, si las hubiera.
- El coste de adquisición o producción incluye:
 - Los gastos financieros relativos a la financiación de los proyectos de infraestructura devengados únicamente durante el período de construcción cuando las obras tienen un periodo de duración superior al año, siendo la tasa de capitalización neta utilizada durante el ejercicio 2017 de 1,81% (1,8% durante el ejercicio 2016), por 2.652 miles de euros (2.876 miles de euros en el ejercicio 2016).
 - Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso, minorándose los costes de personal por importe de 4.846 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (6.782 miles de euros a 31 de diciembre de 2016) (Nota 2.1.b).
 - Los desembolsos futuros, a los que el Grupo deberá hacer frente en relación a la obligación de desmantelar determinados activos fijos tangibles correspondientes al almacenamiento subterráneo de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena y Gijón, al final de su vida útil. El importe en libros de dichos activos incluye una estimación del valor presente a la fecha de adquisición de los costes que supondrán para el Grupo las tareas de desmantelamiento por 171.222 miles de euros (166.623 miles de euros a 31 de diciembre de 2016), registrándose con abono al epígrafe "Provisiones no corrientes" (Nota 2.8.a) del Balance de Situación Consolidado adjunto.

Se registra como propiedades, planta y equipo el gas inmovilizado no extraíble preciso para la explotación de los almacenamientos subterráneos de gas natural (gas colchón), amortizándose en el período de vida útil especificado en la regulación vigente (20 años) o en el período de arrendamiento si éste es menor.

- Se registra como propiedades, planta y equipo no amortizable el gas natural correspondiente tanto al nivel mínimo de llenado de los gasoductos como al nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación (gas talón), dado su carácter de gas no disponible y por tanto inmovilizado según indica la regulación actual, siendo valorado al precio de subasta tal y como indican la Orden ITC/3993/2006 y la Resolución de 18 de abril de 2007.
- La revalorización de los activos registrados como propiedad, planta y equipo incorporada al amparo del Real Decreto-ley 7/1996 de 7 de junio, sobre actualización de balances, tiene un efecto de 3.392 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones del inmovilizado del ejercicio 2017 (3.613 miles de euros en el ejercicio 2016).

Subvenciones

- Las subvenciones oficiales relacionadas con los activos registrados como propiedades, planta y equipo se consideran menor coste de adquisición de los mismos, imputándose a resultados a lo largo de las vidas útiles previstas de los activos correspondientes como una menor amortización del activo afecto.

Estimaciones y juicios significativos

- La amortización de los activos registrados como propiedades, planta y equipo sigue el método lineal, aplicando porcentajes de amortización anual calculados en función de los años de vida útil estimada de los respectivos bienes.
- Los Administradores consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, calculando éste en base a los flujos de efectivo descontados futuros que generan dichos activos en base a la retribución prevista en la regulación actual para los mismos.
- La amortización se realiza de forma lineal de acuerdo con las siguientes vidas útiles:

	Porcentaje anual	Vida útil años
Construcciones	2% - 5%	50 - 20
Instalación técnicas (red de transporte)	2,5% - 5%	40 - 20
Depósitos	5%	20
Instalaciones de Almacenamiento Subterráneos	5% - 10%	20 - 10
Gas colchón	5%	20
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	2,5% - 12%	40 - 8,33
Útiles y herramientas	30%	3,33
Mobiliario y enseres	10%	10
Equipos para procesos de información	25%	4
Elementos de transporte	16%	6,25

Ejercicio 2017	Saldo inicial	Aumentos por variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	Entradas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Terrenos y construcciones	165.309	87.258	2.370	4.375	(993)	(10.436)	247.883
Instalaciones técnicas y maquinaria	8.801.625	1.009.932	6.931	14.670	(2.064)	(120.463)	9.710.631
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	87.107	4.753	2.162	242	(377)	(592)	93.295
Anticipos e inmovilizaciones en curso	559.003	6.657	28.323	(19.287)	(5.993)	(914)	567.789
Subvenciones de capital	(600.387)	-	-	-	-	-	(600.387)
Total coste	9.012.657	1.108.600	39.786	-	(9.427)	(132.405)	10.019.211
Terrenos y construcciones	(67.494)	(20.297)	(6.737)	-	856	2.571	(91.101)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(4.244.269)	(210.915)	(278.386)	(809)	542	26.742	(4.707.095)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(61.045)	(3.374)	(4.920)	809	309	423	(67.798)
Subvenciones de capital	394.851	-	13.209	-	-	-	408.060
Total amortización	(3.977.957)	(234.586)	(276.834)	-	1.707	29.736	(4.457.934)
Instalaciones técnicas y maquinaria ⁽²⁾	(13.677)	-	(42)	-	-	-	(13.719)
Anticipos e inmovilizaciones en curso ⁽²⁾	(18.136)	-	(28.071)	-	-	-	(46.207)
Total deterioro	(31.813)	-	(28.113)	-	-	-	(59.926)
Terrenos y construcciones	97.815	66.961	(4.367)	4.375	(137)	(7.865)	156.782
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.543.679	799.017	(271.497)	13.861	(1.522)	(93.721)	4.989.817
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	26.062	1.379	(2.758)	1.051	(68)	(169)	25.497
Anticipos e inmovilizaciones en curso	540.867	6.657	252	(19.287)	(5.993)	(914)	521.582
Subvenciones de capital	(205.536)	-	13.209	-	-	-	(192.327)
VNC Propiedad, planta y equipo	5.002.887	874.014	(265.161)	-	(7.720)	(102.669)	5.501.351

(1) Dentro de los "Aumentos por variación del perímetro" se recoge el efecto de pasar a consolidar por integración global la participación de GNL Quintero, como consecuencia de la adquisición de control sobre la sociedad a 1 de enero de 2017 (Nota 1.7).

(2) Durante el presente ejercicio el Grupo Enagás ha procedido a realizar un análisis tanto de los proyectos en curso como de las existencias de materiales depositadas en los almacenes. Tras dicho análisis, se ha procedido a deteriorar tanto los materiales considerados obsoletos como aquellas inversiones realizadas en proyectos en curso cuya probabilidad de ejecución este año ha pasado a ser remota por importe de 28.113 miles de euros.

Ejercicio 2016	Saldo inicial	Entradas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	165.675	1.764	58	(2.188)	165.309
Instalaciones técnicas y maquinaria	8.724.985	28.925	48.087	(372)	8.801.625
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	82.385	2.776	1.957	(11)	87.107
Anticipos e inmovilizaciones en curso	570.367	39.507	(50.102)	(769)	559.003
Subvenciones de capital	(600.456)	(591)	-	660	(600.387)
Total coste	8.942.956	72.381	-	(2.680)	9.012.657
Terrenos y construcciones	(63.492)	(3.995)	(7)	-	(67.494)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(3.989.173)	(255.096)	-	-	(4.244.269)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(56.212)	(4.840)	7	-	(61.045)
Subvenciones de capital	381.398	13.453	-	-	394.851
Total amortización	(3.727.479)	(250.478)	-	-	(3.977.957)
Instalaciones técnicas y maquinaria ⁽¹⁾	(13.677)	-	-	-	(13.677)
Anticipos e inmovilizaciones en curso ⁽¹⁾	(18.400)	-	-	264	(18.136)
Total deterioro	(32.077)	-	-	264	(31.813)
Terrenos y construcciones	102.183	(2.231)	51	(2.188)	97.815
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.722.135	(226.171)	48.087	(372)	4.543.679
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	26.173	(2.064)	1.964	(11)	26.062
Anticipos e inmovilizaciones en curso	551.967	39.507	(50.102)	(505)	540.867
Subvenciones de capital	(219.058)	12.862	-	660	(205.536)
VNC Propiedad, planta y equipo	5.183.400	(178.097)	-	(2.416)	5.002.887

(1) Durante este ejercicio, se ha procedido a reclasificar el saldo inicial del Deterioro correspondiente a Anticipos e Inmovilizaciones en curso, registrado anteriormente en Deterioro de Instalaciones Técnicas y maquinaria, por importe de 18.136 miles de euros. A efectos comparativos, se ha procedido a desglosar el detalle "Saldo inicial", "Salidas, bajas o reducciones" y "Saldo final" correspondientes al Deterioro de Anticipos e Inmovilizaciones en curso del ejercicio 2016, por importe de 18.400 miles de euros, 264 miles de euros y 18.136 miles de euros, respectivamente.

Los incrementos del ejercicio en el epígrafe "Instalaciones técnicas y maquinaria" debido a altas de inmovilizado o a traspasos de "Anticipos e Inmovilizado en Curso" se deben principalmente a la adquisición de Gas Colchón para la planta de Yela, por importe de 7.541 miles de euros, la inversión en la Estación de Compresión de Euskadour por importe de 3.162 miles de euros, la migración de la red de acceso por importe de 1.419 miles de euros, el Gasoducto Martorell-Figueras por importe de 1.211 miles de euros, la sustitución de Generadores Eléctricos en la plataforma de AS Gaviota por importe de 1.518 miles de euros, así como la reposición de la torre y workover del pozo G-6 en AS Gaviota, por importe de 1.445 miles de euros.

Los activos registrados como propiedades, planta y equipo no están afectos a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de similar naturaleza.

Es política del Grupo asegurar sus activos de modo que no se produzcan pérdidas patrimoniales significativas. Asimismo, el Grupo cuenta con las correspondientes pólizas de seguros que permiten cubrir la responsabilidad civil frente a terceros.

Al cierre de los ejercicios 2017 y 2016 el Grupo Enagás tenía activos registrados como propiedades, planta y equipo totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:



- Instalaciones técnicas y maquinaria
- Construcciones
- Otras instalaciones utillaje y maquinaria

a) Subvenciones

Las subvenciones acumuladas de capital recibidas al cierre del ejercicio, que corresponden a inversiones de la infraestructura gasista, son las siguientes:

	Subvenciones recibidas	Aplicación a resultados acumulado	Saldo final
Plantas de Regasificación	79.653	(72.614)	7.039
Infraestructuras transporte de gas	503.226	(317.938)	185.288
Almacенamientos subterráneos	17.508	(17.508)	-
Ejercicio 2017	600.387	(408.060)	192.327
Plantas de Regasificación	79.653	(71.298)	8.355
Infraestructuras transporte de gas	503.226	(308.092)	195.134
Almacенamientos subterráneos	17.508	(15.461)	2.047
Ejercicio 2016	600.387	(394.851)	205.536

El detalle de dichas subvenciones en función de los Organismos desde donde han sido concedidas al cierre de los ejercicios es el siguiente:

	Subvenciones recibidas	Aplicación a resultados acumulado	Saldo final
Fondos estructurales de la Unión Europea	434.634	(277.854)	156.780
Organismos Oficiales de las CCAA	51.905	(30.902)	21.003
Estado Español	113.848	(99.304)	14.544
Ejercicio 2017	600.387	(408.060)	192.327
Fondos estructurales de la Unión Europea	434.634	(266.697)	167.937
Organismos Oficiales de las CCAA	51.905	(29.790)	22.115
Estado Español	113.848	(98.364)	15.484
Ejercicio 2016	600.387	(394.851)	205.536

El detalle por imputación temporal del saldo pendiente de aplicación a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

	años		
	<1	2 a 5	>5
Subvenciones del Estado	940	3.760	9.844
Subvenciones de Comunidades Autónomas	1.110	4.402	15.491
Subvenciones de FEDER	9.110	32.736	114.934
Total Subvenciones	11.160	40.898	140.269

Planta de Regasificación - Puerto de El Musel (Gijón)

Con fecha 1 de marzo de 2016, fue notificada a Enagás Transporte la sentencia del Tribunal Supremo, de 29 de febrero de 2016, por la que se desestima el recurso de casación interpuesto por la Administración General del Estado y la referida sociedad contra la sentencia de 31 de julio de 2013 dictada por el Tribunal Superior de Justicia de Madrid ("TSJ de Madrid") que estimó el recurso contencioso-administrativo interpuesto por Los Verdes de Asturias contra la Resolución de 29 de diciembre de 2008 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorgó a Enagás autorización administrativa previa para la construcción de la planta regasificadora de gas natural licuado de El Musel (Gijón), sentencia esta última que anuló la autorización administrativa previa para la construcción de la citada instalación gasista.

La Sociedad entiende que el fallo del Tribunal Supremo no produce cambios en la situación técnico-económica de la instalación, tanto porque (i) el emplazamiento y características técnicas de la instalación se adecuan perfectamente a la normativa hoy vigente, al haber sido derogado el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas ("RAMIMP") por la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera y la instalación; como porque (ii) la instalación cuenta con el acta de puesta en servicio a los solos efectos indicados en la Disposición Transitoria Tercera del Real Decreto-ley 13/2012, resultando que la retribución reconocida y percibida por la Sociedad encuentra su fundamento en el citado Real Decreto-ley y no en la autorización administrativa anulada.

En este mismo sentido se pronunció el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, al informar al TSJ de Madrid en alegaciones a la ejecución de sentencia solicitada por Los Verdes de Asturias que "[...] se considera, en cualquier caso, que la sentencia ya se encuentra ejecutada, toda vez que la anulación no comporta ni exige el desmantelamiento de la instalación ni la suspensión de la percepción de la retribución de la que disfruta en la actualidad". Dicha solicitud de ejecución de sentencia ha sido ya resuelta con carácter firme por el Tribunal Superior de Justicia de Madrid, mediante Auto de 16 de octubre de 2017, que ha considerado la sentencia de instancia ya ejecutada en su totalidad tras la declaración de nulidad de la autorización de la planta regasificadora y su hibernación, sin necesidad de realizar ninguna otra actuación sobre la misma.

Al 31 de diciembre del 2017 el valor en libros de dicha inversión asciende a 378.887 miles de euros. Asimismo, durante los ejercicios 2017 y 2016 y según el Real Decreto-Ley 13/2012, dicha planta de regasificación ha recibido tanto una retribución financiera, como una retribución por costes de operación y mantenimiento por las actuaciones que lleva a cabo la Sociedad a fin de mantener la planta preparada para iniciar su puesta en servicio. Ambas retribuciones han sido reconocidas anualmente por las sucesivas Órdenes Ministeriales de retribución y peajes.

Por todo ello, los Administradores del Grupo, basado en opiniones legales de asesores internos y externos, considera que no procede el registro de provisión alguna así como tampoco cumple con la definición de pasivo contingente.

Planta de Regasificación – Granadilla (Tenerife)

En relación con la situación del proyecto de construcción de la planta de regasificación del puerto de Granadilla, no se han producido cambios significativos con respecto a lo descritos al cierre del ejercicio 2016. Así, con fecha 16 de marzo de 2015, la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Madrid, emitió una sentencia por la que anulaba la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 4 de mayo de 2012, que otorgaba a la Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. (“Gascan”) la autorización administrativa previa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el término municipal de Granadilla (Tenerife), así como la Declaración de Impacto Ambiental del citado proyecto, declarada favorable por Resolución de 8 de junio de 2007 de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y Cambio Climático.

A este respecto, tanto Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A., como el Abogado del Estado han presentado un recurso de casación contra la mencionada sentencia, recurso éste sobre el que se ha señalado votación y fallo el 20 de febrero de 2018.

Interesa señalar que, en todo caso, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 57.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, los actos de las Administraciones Públicas sujetos al Derecho Administrativo se presumen válidos y producen efectos desde la fecha en que se dicten. En este sentido, al no haber sido acordada hasta la fecha por órgano administrativo ni jurisdiccional competente alguno la suspensión de la ejecución de los actos administrativos impugnados, no hay razones jurídicas para entender que la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 29 de diciembre de 2008, por la cual se otorgó a Enagás la autorización administrativa previa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en Granadilla (Tenerife), ni la Resolución de 8 de junio de 2007 de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y Cambio Climático, por la que se formula declaración de impacto ambiental favorable sobre el proyecto de construcción de la referida planta, hayan perdido su validez. Por el contrario, siguen siendo plenamente válidos y eficaces, máxime cuando la propia interposición del recurso de casación contra la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid excluye su firmeza, a tenor del artículo 91.1 Ley 29/1998, de 13 de julio, de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

Por tanto, aun en el caso de que la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid deviniera firme por dictarse un fallo desestimatorio del recurso interpuesto, ello no impediría la ulterior tramitación, formulación y otorgamiento, respectivamente, de una nueva declaración de impacto ambiental y una nueva autorización administrativa previa para la planta de regasificación de gas natural licuado en Granadilla (Tenerife), resultando que, a la fecha, el proyecto de instalaciones ha sido objeto de una nueva formulación de la Declaración de Impacto Ambiental favorable, de fecha 15 de julio de 2016 (B.O.E. nº 176 de 22 de julio), paso previo junto con el informe de la Comisión Nacional de Los Mercados y La Competencia (“CNMC”) para la obtención de la autorización administrativa.

Por todo ello, los Administradores del Grupo Enagás, basados en opiniones legales de asesores internos, consideran que no procede el registro de provisión alguna así como tampoco cumple con la definición de pasivo contingente.

Situación del Almacenamiento de Castor

Tal y como se explicaba en la Nota 8.1 de las Cuentas Anuales Consolidadas de Grupo Enagas de 2014, el 4 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares, en aras a garantizar la seguridad de las personas, los bienes y el medio ambiente en relación con el almacenamiento subterráneo de gas natural Castor, que establece, entre otros aspectos, los siguientes:

- La extinción de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo Castor, otorgada por el Real Decreto-ley 855/2008, de 16 de mayo.
- La hibernación de las instalaciones asociadas a tal concesión.
- La asignación a Enagás Transporte, S.A.U. de la administración de dichas instalaciones, a los solos efectos de la realización, durante la citada hibernación, de las operaciones necesarias para el mantenimiento y operatividad de las mismas con el objetivo prioritario de garantizar la seguridad de las instalaciones para las personas, los bienes y el medioambiente y asegurar el cumplimiento de las normas que resulten de aplicación. Asimismo, se disponía que los costes de mantenimiento y operatividad de las instalaciones serían abonados a Enagás Transporte, S.A.U. con cargo a los ingresos por peajes y cánones del sistema gasista.
- El reconocimiento del valor de la inversión realizada en el almacenamiento por el titular de la concesión que se extinguió en 1.350.729 miles de euros, y el establecimiento de una obligación de pago de dicha cantidad por parte de Enagás Transporte, S.A.U. al titular de la concesión que se extinguió. Por razón de la obligación de pago que asume, se reconoce a Enagás Transporte, S.A.U. un derecho de cobro por parte del sistema gasista con cargo a la facturación mensual por peajes de acceso y cánones del sistema gasista durante

30 años, por el importe de la cantidad pagada al titular de la concesión extinguida más la retribución financiera que el Real Decreto-ley expresamente reconoce. Asimismo, este Real Decreto-ley contenía las previsiones necesarias para garantizar la plena efectividad de ese derecho de cobro y que dicho derecho de cobro pudiera ser libremente disponible por Enagás Transporte, S.A.U. o sus ulteriores titulares y, en consecuencia, podía ser, total o parcialmente, cedido, transmitido, descontado, pignorado o gravado a favor de cualesquiera terceros, incluyendo fondos de titulación de activos u otros vehículos o sociedades de propósito especial, nacionales o extranjeros. La cesión del derecho de cobro sería así eficaz frente al sistema gasista que abonará al nuevo titular los pagos que correspondan.

Al amparo de lo anterior, con fecha 4 de octubre de 2014, Enagás Transporte, S.A.U. firmó un acuerdo con varias entidades financieras en virtud del cual cedió a las mismas el derecho de cobro con cargo al sistema gasista que le confiere el mencionado Real Decreto-ley, asumiendo estas como contrapartida la obligación de pago impuesta a Enagás Transporte, S.A.U. De este modo, el 11 de noviembre de 2014, dichas entidades financieras hicieron efectivo el pago de 1.350.729 miles de euros al titular de la concesión extinguida.

Asimismo, Enagás Transporte, S.A.U., transfirió a las citadas entidades financieras las obligaciones y los derechos contractuales inherentes a la propiedad del activo financiero transferido y, por tanto, dio de baja del Balance de Situación el activo financiero, al considerar los Administradores del Grupo que se habían transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al mismo.

Con fecha 21 de diciembre de 2017, el Tribunal Constitucional ha dictado sentencia por la que declara inconstitucionales y anula por un vicio de forma diversos preceptos del RD-ley 13/2014 y, en particular, (i) el reconocimiento a la concesionaria renunciante de la inversión y los costes devengados hasta la entrada en vigor de la precitada norma y, con ello, de la compensación por valor de 1.350.729 miles de euros, así como (ii) el reconocimiento del correlativo derecho de cobro de Enagás Transporte, S.A.U., frente al sistema gasista por el importe de la compensación señalada, al considerar en ambos casos que no han sido acreditadas las razones de urgencia por las cuales tales previsiones habían de ser excluidas del procedimiento legislativo ordinario. No obstante lo anterior, se declara constitucional y mantiene vigente (i) la adopción de la decisión de hibernación del almacenamiento subterráneo, (ii) la declaración de extinción de la concesión y (iii) la asignación de su administración, en tanto se prolongue

la hibernación, a Enagás Transporte, S.A.U., así como (iv) el reconocimiento a ésta del derecho a obtener una retribución por los costes del mantenimiento y operatividad del mismo y por todos aquellos en los que incurra por aquella administración y demás trabajos que le encomienda el Real Decreto-ley.

De acuerdo el análisis realizado por los asesores legales de la Sociedad y asesores legales externos, el contrato de compraventa de derechos de cobro suscrito por Enagás Transporte, S.A.U., con las entidades financieras supone la transferencia de derechos y obligaciones a las entidades financieras y en ningún caso faculta a los compradores (ni a sus eventuales cesionarios) para reclamar del vendedor la devolución del precio recibido o el pago de cualesquiera otras cantidades, motivo por el cual se concluye que en ningún caso se producen efectos adversos derivados de la financiación de la operación para la Sociedad por causa de la sentencia del Tribunal Constitucional, al no ser Enagás Transporte, S.A.U., titular del derecho de cobro cuyo establecimiento ha sido anulado ni la obligada al pago al titular de la concesión extinguida en el momento inicial. Asimismo, también de acuerdo con este mismo análisis y conclusiones, la precitada sentencia no produce tampoco un efecto negativo sobre el derecho de Enagás Transporte, S.A.U., a obtener una retribución por la administración y operaciones necesarias para el mantenimiento y operatividad de la infraestructura, al no haber resultado afectado el Real Decreto-ley en tal aspecto por la declaración de inconstitucionalidad.

En este sentido, en lo que respecta a la retribución reconocida a Enagás Transporte para los años 2014, 2015 y 2016 ha sido objeto de recurso contencioso-administrativo y se espera que el Tribunal Supremo dicte sentencia en los próximos meses, una vez ha sido ya resuelto el recurso de inconstitucionalidad del RD-ley 13/2014 por el Tribunal Constitucional. Asimismo, en lo relativo a la retribución reconocida por este concepto a Enagás Transporte para el año 2017, se ha realizado el reintegro de la retribución provisional percibida en la liquidación 11/2017 de Enero de 2018.

De acuerdo con las conclusiones legales de los asesores externos e internos, Enagás Transporte tiene un derecho a la restitución de la retribución correspondiente a 2017. Asimismo, si a partir de la resolución por el Tribunal Supremo de los citados recursos se derivara una devolución por los ejercicios anteriores, Enagás Transporte, S.A.U. mantiene un derecho a recuperar dichas retribuciones mediante un mecanismo alternativo. En ambos casos, no se deriva ninguna pérdida patrimonial por este concepto a cierre de ejercicio 2017.

2.5 Inmovilizado intangible

Políticas contables

Fondo de comercio y combinaciones de negocio

- La adquisición por parte de la sociedad dominante del control de una sociedad dependiente constituye una combinación de negocios que se contabiliza aplicando el método de adquisición.
- El fondo de comercio o la diferencia negativa de la combinación, se determina por diferencia entre los valores razonables de los activos adquiridos y pasivos asumidos que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes, y el coste de la combinación, todo ello referido a la fecha de adquisición.
- Los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del euro se valoran en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a euros al tipo de cambio vigente a la fecha del balance de situación.
- Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor. Las correcciones valorativas por deterioro reconocidas en el fondo de comercio no son objeto de reversión en ejercicios posteriores.

Otros activos intangibles

- Se aplica el modelo de coste, por lo que se valoran al coste de adquisición o producción menos la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro, si las hubiera.
- Los costes de desarrollo se activan amortizándose linealmente a lo largo de su vida útil, siempre que estén específicamente individualizados por proyectos, su importe pueda ser claramente establecido y existan motivos fundados para confiar en el éxito técnico y en la rentabilidad económico-comercial del proyecto.
- El Grupo registra como gastos en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada todos los costes de investigación y aquellos costes de desarrollo en los cuales no se puede establecer la viabilidad tecnológica y comercial de los mismos. El importe de los gastos de investigación que se han imputado como gastos en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta asciende a 1.133 miles de euros en 2017 (780 miles de euros en 2016).
- Las concesiones sólo pueden ser incluidas en el activo cuando hayan sido adquiridas por la empresa a título oneroso en aquellas concesiones susceptibles de traspaso, o por el importe de los gastos realizados para su obtención directa del Estado o de la Entidad Pública correspondiente. Si se dan las circunstancias de incumplimiento de condiciones, que hacen perder los derechos derivados de una concesión, el valor contabilizado para la misma se saneará en su totalidad, al objeto de anular su valor neto contable. Dichas concesiones se amortizan en función de la vida útil de las mismas.
- Los costes de adquisición y desarrollo incurridos en relación con los sistemas informáticos básicos en la gestión se registran con cargo al epígrafe "Activos intangibles" del Balance de Situación Consolidado. Los costes de mantenimiento de los sistemas informáticos se registran con cargo a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada del ejercicio en que se incurren. Se valoran por el importe satisfecho por la propiedad o por el derecho al uso de programas informáticos, así como por su coste de producción si son desarrolladas por el Grupo.

Estimaciones y juicios significativos

- La amortización de los activos registrados como Inmovilizado Intangible se realiza de forma lineal de acuerdo con las siguientes vidas útiles:

	Porcentaje anual	Vida útil años
Aplicaciones informáticas	10% - 25%	10 - 4
Gastos de desarrollo	5% - 50%	20 - 2
Concesiones portuarias	1,28% - 7,6%	78 - 13

Ejercicio 2017	Saldo inicial	Aumentos por variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	Altas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Fondo de comercio ⁽¹⁾	25.812	184.950	-	-	-	(29.058)	181.704
Otro inmovilizado intangible			-	-	-	-	-
Desarrollo	7.418	-	720	-	(13)	-	8.125
Concesiones	5.871	835.441	-	-	-	(99.806)	741.506
Aplicaciones informáticas ⁽³⁾	198.009	3.848	11.905	-	-	(818)	212.944
Otro inmovilizado intangible	7.837	10.096	-	-	-	(851)	17.082
Total coste	244.947	1.034.335	12.625	-	(13)	(130.533)	1.161.361
Otro inmovilizado intangible							-
Desarrollo	(2.798)	-	(572)	-	-	-	(3.370)
Concesiones	(3.912)	-	(23.024)	(20.405)	-	3.675	(43.666)
Aplicaciones informáticas	(154.127)	(2.447)	(18.315)	-	-	320	(174.569)
Otro inmovilizado intangible	(7.691)	(2.093)	(348)	-	-	265	(9.867)
Total amortización	(168.528)	(4.540)	(42.259)	(20.405)	-	4.260	(231.472)
Total Fondo de Comercio	25.812	184.950	-	-	-	(29.058)	181.704
Total Otros Inmovilizados Intangibles	50.607	844.845	(29.634)	(20.405)	(13)	(97.215)	748.185
VNC Inmovilizado intangible	76.419	1.029.795	(29.634)	(20.405)	(13)	(126.273)	929.889

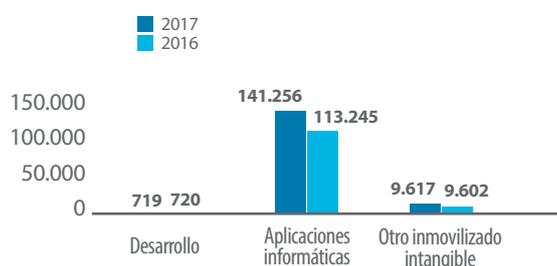
(1) Incluye los importes correspondientes a los fondos de comercio surgidos en la adquisición de ETN (17.521 miles de euros), en la adquisición de control de Gascán (8.291 miles de euros), así como el fondo de comercio surgido en el proceso de asignación del precio de compra de GNL Quintero (184.950 miles de euros), como consecuencia de la adquisición de control sobre la sociedad a partir del 1 de enero de 2017 (Nota 1.7).

(2) Dentro de "Aumentos por variación del perímetro de consolidación" del ejercicio 2017, se recoge el efecto de consolidar por integración global la participación de GNL Quintero como consecuencia de la adquisición de control (Nota 1.7).

(3) Entre las altas del ejercicio destacan principalmente las correspondientes a aplicaciones informáticas por actualización de servidores SW, por importe de 1.071 miles de euros, la adaptación del sistema ATR a la legislación europea, por importe de 1.011 miles de euros, la implementación de la Plataforma de Contratación de Capacidad, por importe de 1.367 miles de euros así como la implementación del Sistema de Información Regulatoria de Costes por importe de 890 miles de euros.

Ejercicio 2016	Saldo inicial	Altas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Fondo de comercio	25.812	-	-	-	25.812
Otro inmovilizado intangible					
Desarrollo	6.640	778	-	-	7.418
Concesiones	5.871	-	-	-	5.871
Aplicaciones informáticas	181.618	16.391	-	-	198.009
Otro inmovilizado intangible	7.835	2	-	-	7.837
Total coste	227.776	17.171	-	-	244.947
Otro inmovilizado intangible					
Desarrollo	(2.228)	(570)	-	-	(2.798)
Concesiones	(3.862)	(50)	-	-	(3.912)
Aplicaciones informáticas	(133.824)	(20.303)	-	-	(154.127)
Otro inmovilizado intangible	(7.576)	(115)	-	-	(7.691)
Total amortización	(147.490)	(21.038)	-	-	(168.528)
Total Fondo de Comercio	25.812	-	-	-	25.812
Total Otros Inmovilizados Intangibles	54.474	(3.867)	-	-	50.607
VNC Inmovilizado intangible	80.286	(3.867)	-	-	76.419

Elementos totalmente amortizados



2.6 Deterioro de valor de los activos no financieros

Políticas contables

- Al cierre de cada ejercicio para el fondo de comercio, o con mayor frecuencia si se presentan ciertos eventos o cambios que indiquen que el valor neto contable del fondo de comercio pudiera no ser íntegramente recuperable, y cuando existan indicios de pérdida de valor para el resto de activos no corrientes, se analiza el valor recuperable de los mismos para determinar si existe posibilidad de deterioro.
- La posible pérdida de valor se determina mediante el análisis del valor recuperable de la unidad generadora

de efectivo (conjunto de ellas) a la que se asocia el fondo de comercio en el momento en que éste se origina.

- El periodo utilizado por el Grupo Enagás para determinar las proyecciones de los flujos de efectivo de las unidades generadoras de efectivo se corresponde con el periodo en el que el activo devenga retribución asociada a la inversión (Anexo III). Al final de este periodo el Grupo Enagás considera un valor residual a partir de los flujos del último ejercicio con una tasa de crecimiento igual a cero.

Estimaciones y juicios significativos

La determinación del deterioro de los activos no corrientes, distintos de los financieros, se basa en el cumplimiento de una serie de hipótesis, que se describen a continuación en esta nota, y que son revisadas anualmente. El Grupo identifica sus segmentos operativos en base a los informes internos sobre los componentes del Grupo que son base de revisión, discusión y evaluación regular en el proceso de toma de decisiones, tal y como se indica en la Nota 4.7.

En la medida en que los activos agrupados dentro de un segmento son el nivel más bajo al que es posible identificar los flujos de efectivo independientes, se identifica el segmento como Unidad Generadora de Efectivo (UGE).

Las UGE identificadas por el Grupo Enagás en el año 2016 fueron las indicadas a continuación:

- Actividad de infraestructuras en España (incluye transporte, regasificación y almacenamiento).
- Actividad de Gestor Técnico del Sistema.

En el año 2017, Enagás Chile S.p.A adquirió el control de la sociedad GNL Quintero, pasando ésta a consolidarse por integración global (Nota 1.7). Este cambio en el método de consolidación supone la integración a los estados financieros del Grupo Enagás, de todos los activos, pasivos, ingresos, gastos, flujos de efectivo y demás partidas relativas a GNL Quintero.

GNL Quintero es un terminal de recepción, descarga, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado. El único activo tangible identificado se corresponde con la planta de regasificación. En cuanto a los intangibles identificados son el Contrato de Uso del Terminal ("TUA"), la concesión marítima, los derechos relativos al contrato de transporte de gas y los derechos de Esval. En términos aclaratorios, el "TUA" se trata de un contrato que atribuye una serie de derechos contractuales que llevan asociados beneficios económicos futuros (Nota 2.1).

Como se puede deducir del párrafo anterior, dichos activos generan unos flujos de caja que son independientes del resto de activos o agrupaciones de activos de las sociedades del Grupo Enagás. En este sentido, Chile se define como una nueva Unidad Generadora de Efectivo.

El resto de sociedades continúan contabilizándose de la misma forma en que se ha venido haciendo hasta ahora.

Por lo tanto, tras los cambios producidos a lo largo del año, las UGE identificadas a fecha 31 de diciembre de 2017 en el Grupo Enagás serían las siguientes:

- Actividad de infraestructuras en España (incluye transporte, regasificación y almacenamiento).
- Actividad de Gestor Técnico del Sistema.
- Chile.

Para estimar el valor en uso, el Grupo Enagás prepara las previsiones de flujos de efectivo futuros después de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por los Administradores. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos, costes e inversión de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando la experiencia del pasado, las previsiones sectoriales y las expectativas futuras de acuerdo con el marco regulatorio vigente y los contratos.

En lo relativo a las actividades de infraestructuras, una vez finalizada la vida útil regulatoria de las instalaciones, y en aquellos casos en los que el activo continúe en operación, se establece como retribución fija los costes de operación y mantenimiento incrementados por un coeficiente cuya cuantía depende del número de años que la instalación supera la vida útil regulatoria, no devengándose cantidad alguna en concepto de retribución por inversión, amortización o retribución financiera. Adicionalmente a dicha retribución fija, se mantendrá la Retribución por Continuidad de Suministro ("RCS"), al tratarse de un concepto retributivo independiente de la vida útil regulatoria del activo en cuestión.

Por ello, para la determinación del valor residual se consideran:

- La proyección del último flujo estimado correspondiente a la Retribución por continuidad de suministro ("RCS"), calculado también de acuerdo a los parámetros normativos establecidos e indicados en el Anexo III.
- La retribución por los costes de operación y mantenimiento del último ejercicio proyectado, aplicando el marco regulatorio vigente para los elementos totalmente amortizados que se indica en la mencionada el Anexo III.
- No se han considerado las retribuciones por amortización y financieras, en tanto en cuanto, una vez finalice la vida útil regulatoria de las instalaciones, dichas retribuciones dejarán de existir.

En lo relativo al último ejercicio considerado en las proyecciones, es el correspondiente al año en el que finaliza la vida media regulatoria que a la fecha tienen las instalaciones.

En cuanto a las actividades correspondientes como Gestor Técnico del Sistema, el valor residual ha sido calculado a partir de los flujos del último ejercicio, con una tasa de crecimiento igual a cero, no realizándose ningún ajuste de normalización al respecto. Ello es debido a que tal y como se indica en el Anexo III, los ingresos correspondientes a esta actividad tienen como finalidad retribuir las obligaciones de Enagás GTS, S.A.U como Gestor Técnico del Sistema, siendo los mismos calculados anualmente en función del coste acreditado para cada año. Como último ejercicio se ha utilizado el

mismo criterio que el seguido para las actividades de infraestructuras, en el entendimiento de que mientras existan infraestructuras de gas en operación y demanda de gas, existirán las funciones propias de gestión técnica del sistema gasista.

Los Administradores consideran que sus proyecciones son fiables y que la experiencia pasada, junto a la naturaleza del negocio, facilita su capacidad de predecir los flujos de efectivo en periodos como los considerados.

Las hipótesis más representativas que se incluyen en las proyecciones utilizadas y que se basan en las previsiones del negocio y la propia experiencia pasada, son los siguientes:

- **Retribución regulada:** se ha estimado de acuerdo con la retribución aprobada por Ley para los años en que esté disponible, mientras que para los posteriores se han utilizado los mismos mecanismos de actualización que la legislación establece.
- **Inversión:** se ha usado la mejor información disponible sobre los planes de inversión en activos y mantenimiento de las infraestructuras y sistemas, basándonos por un lado en el histórico de inversión de mantenimiento y sistemas y por otro en los nuevos proyectos con una alta probabilidad de ejecución de acuerdo con los trabajos en curso que se desarrollan con el Ministerio y con la CNMC
- **Costes de operación y mantenimiento:** se han considerado los contratos de mantenimiento suscritos, así como el resto de costes estimados en base al conocimiento del sector y la experiencia pasada. Han sido proyectados coherentemente con el crecimiento que se espera derivado del plan de inversiones.

- **Otros costes:** han sido proyectados en base al conocimiento del sector, la experiencia pasada y coherentemente con el crecimiento que se espera derivado del plan de inversiones.

A fin de calcular el valor actual, los flujos de efectivo proyectados se descuentan a una tasa, después de impuestos, que recoge el coste medio ponderado del capital (WACC) del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el valor temporal del dinero, la tasa libre de riesgo y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica en cuestión. La tasa libre de riesgo se corresponde con las emisiones del bono soberano de cada país en el mercado que corresponda, con profundidad y solvencia suficientes. No obstante, se toma en consideración para cada área geográfica el riesgo país asociado. Dicho esto, la prima de riesgo del activo se corresponde con los riesgos específicos del activo, para cuyo cálculo se tienen en cuenta las betas estimadas según la selección de empresas comparables que tengan actividad principal similar.

La tasa de descuento después de impuestos de los ejercicios 2017 y 2016 para las actividades reguladas en España es del 3,92% y 4,37% respectivamente (siendo 6,52% y 6,01% la tasa de descuento antes de impuestos para los ejercicios 2017 y 2016). Por su parte, la tasa de descuento después de impuestos del ejercicio 2017 para Chile es del 5,78% (siendo 8,33% la tasa de descuento antes de impuestos para el ejercicio 2017). El análisis de sensibilidad de la tasa de descuento del 0,5% y -0,5%, realizado a cierre del ejercicio 2017, pone de manifiesto que en el Grupo no se presentan riesgos significativos asociados a variaciones razonablemente posibles. Por tanto, la Dirección considera que, dentro de los rangos mencionados, no se producirían correcciones por deterioro.

2.7 Otros pasivos no corrientes

	Canon Gasoducto de Extremadura, S.A. ⁽¹⁾	Canon Gasoducto Al-Andalus, S.A. ⁽¹⁾	Conexiones a la Red Básica	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2015	4.751	10.777	35.011	50.539
Imputación a resultados	(950)	(2.156)	(1.225)	(4.331)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	3.801	8.621	33.786	46.208
Altas	-	-	1.126	1.126
Bajas	-	-	(746)	(746)
Imputación a resultados	(950)	(2.155)	(1.144)	(4.249)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	2.851	6.466	33.022	42.339

(1) Los importes referidos al canon de las sociedades Gasoducto de Extremadura, S.A. y Gasoducto Al-Ándalus, S.A., corresponden a los saldos pendientes de aplicación de los contratos firmados con dichas sociedades en concepto de "derecho de transporte de gas", que son consolidados proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás Transporte, S.A.U. en dichas sociedades. Se sigue un criterio de imputación y registro de dichos ingresos basado en la periodificación lineal de los mismos hasta el año 2020 en el que vence el contrato de transporte.

2.8 Provisiones y pasivos contingente

Estimaciones y juicios significativos

- Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo recogen todas las provisiones significativas con respecto a las cuales se estima que la probabilidad de que se tenga que atender la obligación es mayor que posible. Los pasivos contingentes no se reconocen en las Cuentas Anuales Consolidadas, si bien se informa sobre los mismos en la medida en que no sean considerados como remotos.
- Las provisiones, que se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son re-estimadas con ocasión de cada cierre contable, se utilizan para afrontar las obligaciones específicas para los cuales fueron originalmente reconocidas, procediéndose a su reversión, total o parcial, cuando dichas obligaciones dejan de existir o disminuyen.
- La compensación a recibir de un tercero en el momento de liquidar la obligación, siempre que no existan dudas de que dicho reembolso será percibido, se registra como activo, excepto en el caso de que exista un vínculo legal por el que se haya exteriorizado parte del riesgo, y en virtud del cual el Grupo no esté obligado a responder; en esta situación, la compensación se tendrá en cuenta para estimar el importe por el que, en su caso, figurará la correspondiente provisión. La política seguida respecto a la contabilización de provisiones para riesgos y gastos consiste en registrar el importe estimado para hacer frente a la responsabilidades probables o ciertas, nacidas de litigios en curso y por indemnizaciones u obligaciones pendientes, avales y otras garantías similares. Su dotación se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determina la indemnización o pago.
- Al cierre de los ejercicios 2017 y 2016 se encuentran en curso distintos procedimientos judiciales y reclamaciones interpuestos contra los grupos empresariales con origen en el desarrollo habitual de sus actividades. Tanto los asesores legales del Grupo como sus Administradores entienden que la conclusión de estos procedimientos y reclamaciones no producirá un efecto significativo en las Cuentas Anuales Consolidadas de los ejercicios en los que finalicen.

a) Provisiones no corrientes

El movimiento en el saldo del epígrafe "Provisiones no corrientes" durante el ejercicio ha sido el siguiente:

Provisiones no corrientes	Saldo inicial	Dotaciones	Actualización/ Reestimación	Aplicaciones	Saldo final
Retribuciones al personal	7.421	3.180	(4.671)	-	5.930
Otras responsabilidades	10.323	30	(5.366)	(3.735)	1.252
Desmantelamiento	166.623	-	4.599	-	171.222
Total provisiones no corrientes	184.367	3.210	(5.438)	(3.735)	178.404

Las provisiones por desmantelamiento corresponden a los almacenamientos subterráneos de Gaviota, Yela y Serrablo, así como las plantas de regasificación de Barcelona, Cartagena, Huelva y Gijón según el marco normativo vigente (Nota 2.4 y Anexo III).

Estas provisiones son objeto de actualización y descuento de forma periódica en los periodos siguientes a su constitución. El tipo de descuento antes de impuestos, utilizado en la última actualización realizada a 31 de diciembre de 2016 fue del 2,76%, considerando que este tipo sigue reflejando las evaluaciones actuales que el mercado está haciendo del valor temporal del dinero y aquéllos riesgos específicos referidos a la propia obligación objeto de provisión. Una variación del tipo de descuento del 0,05% y -0,05%, supondría una variación en el valor de dicha provisión de 1,81% y -1,81% respectivamente.

Dentro del epígrafe "Retribuciones al personal" se incluye un total de 1.677 miles de euros (800 miles de euros en 2016) correspondientes a la parte devengada

del Plan de Incentivo a Largo Plazo ("ILP") dirigido a los consejeros ejecutivos y a los miembros del equipo directivo pagadero en metálico (Nota 4.4), así como el programa de bono trienal de contribución a resultados dirigido al resto de la plantilla del Grupo.

Los Administradores consideran que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados. Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

b) Pasivos contingentes

A 31 de diciembre de 2017, en el Grupo Enagás no existen sucesos susceptibles de ser considerados como pasivos contingentes.

3. Estructura de capital, financiación y resultado financiero

■ Aspectos relevantes

Apalancamiento financiero

- El ratio de apalancamiento financiero a 31 de diciembre de 2017 es del 65,9% (68,2% en 2016) (Nota 3.7).
- La agencia de calificación crediticia Standard & Poor's ha mantenido el rating a largo plazo de la sociedad Enagás, S.A. en "A-" con perspectiva negativa a 31 de diciembre de 2017. Por su parte, la calificación de Enagás, S.A. para Fitch Ratings a 31 de diciembre de 2017, continúa en "A-" con perspectiva estable.

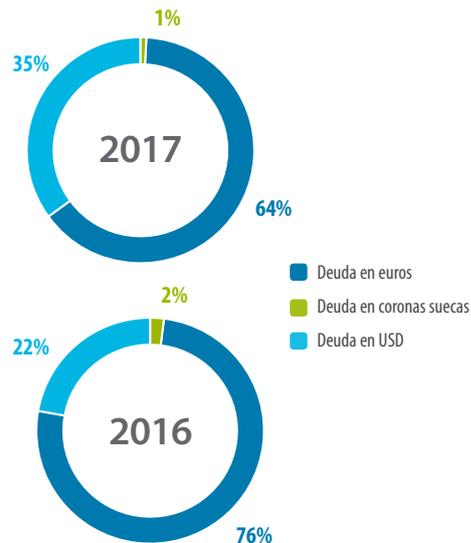
Patrimonio neto

- Al 31 de diciembre de 2017, el patrimonio neto ha aumentado un 19,4% respecto al cierre del ejercicio anterior, ascendiendo a 2.941 millones de euros.
- El capital social al 31 de diciembre de 2017 asciende a 358 millones de euros.
- La cotización de las acciones de la sociedad matriz Enagás, S.A. se situó en 23,87 euros al 29 de diciembre de 2017.
- Ninguna persona física o jurídica puede participar directa o indirectamente en una proporción superior al 5% del capital social de Enagás, S.A., ni ejercer derechos políticos en esta sociedad por encima del 3% (1% para aquellos sujetos que, directa o indirectamente, realicen actividades en el sector gasista). Estas limitaciones no son aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial (Nota 3.1).

Deuda financiera neta

- La deuda financiera neta es el principal indicador que utiliza la Dirección para medir el nivel de endeudamiento del Grupo. La deuda financiera neta al 31 de diciembre de 2017 asciende a 5.008 millones de euros (5.089 millones de euros en 2016) (Nota 3.4).
- El tipo de interés anual medio del ejercicio 2017 para la deuda financiera neta del Grupo ha sido del 2,7% (2,4% en 2016) (Nota 3.4).
- El porcentaje de deuda financiera neta a tipo fijo a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016 ascendía a más del 80%, siendo el periodo medio de vencimiento de la deuda a 31 de diciembre de 2017 de 6,8 años (6,3 años a 31 de diciembre de 2016) (Nota 3.4).
- Las principales operaciones de financiación del ejercicio han sido:
 - La cancelación anticipada de dos préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones a Enagás, S.A. por importe total de 275.000 miles de euros.
 - La formalización, en junio de 2017, de una póliza de crédito de 300.000 miles de euros en Enagás Financiaciones, S.A.U.
 - La formalización de líneas de crédito en dólares por importe de 550 millones de dólares.

- El Grupo Enagás ha incrementado su endeudamiento en dólares como consecuencia de la integración global de la deuda de GNL Quintero.



Disponibilidades financieras

- El Grupo cuenta con disponibilidades financieras a 31 de diciembre de 2017, por importe de 2.484 millones de euros (2.409 millones de euros en 2016) (Nota 3.8).

Gastos financieros

- Los gastos financieros y gastos asimilados han pasado de 121 millones de euros en 2016 a 186 millones de euros en 2017 debido principalmente a la consolidación global de GNL Quintero a partir del 1 de enero de 2017, así como a la cancelación de las diferencias de conversión contra resultado financiero por la desconsolidación de GSP (8.248 miles de euros) (Notas 1.6 y 3.5).

Ingresos financieros

- Los ingresos financieros e ingresos asimilados han pasado de 14 miles de euros en 2016 a 102 millones de euros en 2017 debido principalmente a la consolidación global de Quintero a partir del 1 de enero de 2017 (revalorización de la participación previa y cancelación de las diferencias de conversión) (Nota 1.7).

Instrumentos financieros derivados

- El Grupo realiza operaciones de cobertura de flujos de efectivo, de valor razonable y de inversión neta. Al 31 de diciembre de 2017 el valor razonable neto de los derivados del Grupo, entre aquellos derivados de activo y de pasivo, es de 24 millones de euros de pasivo a 31 de diciembre de 2017 (104 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (Nota 3.6).

3.1 Patrimonio neto

a) Capital Social

Al cierre de los ejercicios 2017 y 2016 el capital social de Enagás S.A. asciende a 358.101 miles de euros, representado por 238.734.260 acciones de 1,5 euros de valor nominal cada una, todas ellas de la misma clase, totalmente suscritas y desembolsadas.

La totalidad de las acciones de la sociedad matriz Enagás, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales Españolas y se contratan en el mercado continuo. La cotización al cierre del día 29 de diciembre de 2017 se situó en 23,87 euros, alcanzándose el máximo cierre del año el día 7 de junio con un precio de 26,72 euros por acción.

Cabe destacar que, tras la publicación de la Disposición Adicional Trigésima Primera de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, vigente desde la entrada en vigor de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, se establece que “ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de Enagás, S.A. en una proporción superior al 5% del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad matriz por encima del 3%. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto”. Asimismo, se establece que “aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital social de éstas en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en dicha sociedad matriz por encima del 1%. Estas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial”.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 las participaciones más significativas en el capital social de Enagás S.A. son las siguientes (según información publicada en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)⁽¹⁾ a 31 de diciembre de 2017):

Sociedad	Participación en el capital social %	
	31.12.2017	31.12.2016
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales	5,000	5,000
Lazard Asset Management ⁽²⁾	5,074	0,133
Bank of America Corporation	3,614	3,614
BlackRock Inc.	3,383	2,721
Fidelity International Limited	1,906	2,119
State Street Corporation	3,008	1,925
Retail Oeics Aggregate	1,010	1,010

(1) La información extractada por la CNMV, se ha obtenido a partir de la última notificación que cada sujeto obligado a notificar ha remitido a dicho organismo en relación con lo contemplado en el Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre y la Circular 2/2007, de 19 de diciembre.

(2) Con fecha posterior a 31 de diciembre de 2017, Lazard Asset Management comunicó a la CNMV y a Enagás, S.A., que con fecha 8 de febrero de 2018 redujeron su participación en el capital de la compañía ostentando 4,63% en el accionariado de Enagás SA.

b) Acciones propias

Con fecha 25 de mayo de 2016 Enagás, S.A. culminó el proceso de adquisición de 307.643 acciones propias, lo que supone un 0,13% sobre el total de acciones del Grupo, por un importe total de 8.219 miles de euros (incluyendo gastos asociados por 8 miles de euros). Dicha adquisición se enmarca dentro del “Programa Temporal de Recompra de acciones propias”, cuyo objetivo exclusivo es cumplir con las obligaciones de entrega de acciones a los Consejeros Ejecutivos y a los miembros del equipo directivo del grupo Enagás derivadas del sistema de retribución vigente en los términos y condiciones que constan en el Plan de Incentivo a Largo Plazo (ILP) y en la Política de Remuneraciones 2016-2018 aprobada por la Junta General de Accionistas de 18 de marzo de 2016. Las acciones se han comprado cumpliendo las condiciones establecidas en el artículo 5 del Reglamento CE 2273/2003 y con sujeción a los términos autorizados por la Junta General de Accionistas de 18 de marzo de 2016. La gestión del Programa Temporal de Recompra de acciones propias se ha encomendado a Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA), quien ha realizado la adquisición, por cuenta de Enagás, S.A. con independencia y sin influencia de ésta (Nota 4.4).

No se ha producido adquisición o enajenación de acciones propias durante el ejercicio 2017.

c) Reservas

De acuerdo con la Ley de Sociedades de Capital, debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20% del capital social. A cierre de los ejercicios 2017 y 2016 esta reserva se encontraba completamente constituida, por 71.620 miles de euros.

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

En el ejercicio 2017 se han dado de baja, con cargo a reservas, la opción “Put” sobre Enagás Transporte del Norte, S.L., por importe de 15.600 miles de euros (Nota 3.4.d) y las opciones de compra y de venta sobre GNL Quintero, por importe de 39.059 miles de euros (Nota 1.7).

d) Ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto

	Saldo inicial	Variación de valor	Imputación a resultados	Saldo final
Ejercicio 2017				
Cobertura de flujos de efectivo	16.840	(8.546)	16.212	24.506
Impuestos reconocidos en patrimonio	(5.396)	2.600	(3.820)	(6.616)
Diferencias de conversión	(114.511)	(7.520)	(18.575)	(140.606)
Sociedades consolidadas por integración global	(103.067)	(13.466)	(6.183)	(122.716)
Cobertura de flujos de efectivo	(6.361)	(462)	4.524	(2.299)
Impuestos reconocidos en patrimonio	2.029	123	(899)	1.253
Diferencias de conversión	181.958	(119.828)	8.248	70.378
Sociedades registradas por método de la participación	177.626	(120.167)	11.873	69.332
Total	74.559	(133.633)	5.690	(13.327)
Ejercicio 2016				
Cobertura de flujos de efectivo	(4.787)	2.604	19.023	16.840
Impuestos reconocidos en patrimonio	11	(651)	(4.756)	(5.396)
Diferencias de conversión	(66.437)	(48.074)	-	(114.511)
Sociedades consolidadas por integración global	(71.213)	(46.121)	14.267	(103.067)
Cobertura de flujos de efectivo	(2.968)	(12.103)	8.710	(6.361)
Impuestos reconocidos en patrimonio	1.389	2.799	(2.159)	2.029
Diferencias de conversión	131.018	53.003	(2.063)	181.958
Sociedades registradas por método de la participación	129.439	43.699	4.488	177.626
Total	58.226	(2.422)	18.755	74.559

3.2 Resultado y variación de minoritarios

Políticas contables

- Los intereses minoritarios son los intereses atribuibles a los accionistas que no tienen el control de la subsidiaria.
- Se registran en patrimonio neto, en una línea distinta al patrimonio neto atribuible a la sociedad dominante.
- En las combinaciones de negocios, los intereses minoritarios se valoran al valor razonable o la parte proporcional de los activos netos adquiridos.
- A los intereses minoritarios se les atribuye su parte correspondiente en la variación en el patrimonio de la subsidiaria en base a su porcentaje en el capital de la subsidiaria.
- Los cambios en el porcentaje de participación de la sociedad dominante en la subsidiaria que no suponen la pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio.
- El importe correspondiente a los intereses minoritarios se calcula para todo el Grupo Enagás en base al valor contable de las sociedades que tienen intereses de socios minoritarios. No obstante, el importe reflejado en "Variaciones del perímetro" correspondiente a GNL Quintero se ha determinado en base al valor razonable de la sociedad en el momento de la adquisición de control de la misma, es decir, a 1 de enero de 2017.

	Participación de los intereses minoritarios	Saldo inicial	Variaciones del perímetro	Dividendos distribuidos	Diferencias de conversión	Atribución de resultados	Saldo final
Ejercicio 2017							
ETN, S.L.	10,0%	14.618	-	(689)	-	1.049	14.978
GNL Quintero, S.A.	54,6%	-	396.031	(15.364)	(40.057)	13.198	353.808
Resto sociedades		78	116	-	-	(8)	186
Total 2017		14.696	396.147	(16.053)	(40.057)	14.239	368.972
Ejercicio 2016							
ETN, S.L.	10%	14.435	-	(765)	-	948	14.618
Resto sociedades	-	-	80	-	-	(2)	78
Total 2016		14.435	80	(765)	-	946	14.696

La información financiera de las principales subsidiarias que tienen intereses minoritarios significativos se muestra a continuación:

	2017	2016
Saldos acumulados de intereses minoritarios significativos		
ETN, S.L.	13.929	13.670
GNL Quintero, S.A.	340.610	-
Resto sociedades	194	80
Total	354.733	13.750
Beneficio/(pérdida) asignado a intereses minoritarios significativos		
ETN, S.L.	1.049	948
GNL Quintero, S.A.	13.198	-
Resto sociedades	(8)	(2)
Total	14.239	946

La información financiera resumida de estas subsidiarias se proporciona a continuación. Esta información está basada en los importes antes de las eliminaciones entre compañías del grupo:

Cuenta de pérdidas y ganancias resumida	Ejercicio 2017		Ejercicio 2016
	ETN, S.L.	GNL Quintero, S.A.	ETN, S.L.
Ingresos ordinarios	29.057	173.746	28.299
Coste de ventas	(7.563)	(48.187)	(7.556)
Gastos administrativos	(4.316)	(16.605)	(4.868)
Gastos financieros	(3.203)	(63.973)	(3.431)
Resultado antes de impuestos	13.975	44.981	12.444
Gasto por impuesto sobre las ganancias	(3.480)	(13.349)	(2.965)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	10.495	31.632	9.479
Resultado global total	10.495	31.632	9.479
Atribuible a intereses minoritarios	1.049	13.198	948
Dividendos pagados a intereses minoritarios	689	15.364	765

Balance de situación resumido	2017		2016
	ETN, S.L.	GNL Quintero, S.A.	ETN, S.L.
Existencias, tesorería y cuentas bancarias (corriente)	11.147	301.383	10.928
Inmovilizado material y otros activos no corrientes (no corriente)	262.055	765.275	267.615
Proveedores y cuentas a pagar (corriente)	7.411	32.585	7.039
Préstamos y créditos y pasivos por impuestos diferidos (no corriente)	115.983	993.402	125.300
Total patrimonio neto	149.808	40.671	146.204
Atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad dominante	134.830	(313.137)	131.585
Intereses minoritarios	14.978	353.808	14.619

Estado de flujos de efectivo	2017		2016
	ETN, S.L.	GNL Quintero, S.A.	ETN, S.L.
Explotación	17.850	96.989	11.854
Inversión	(921)	(14.972)	(1.104)
Financiación	(15.889)	(15.364)	(11.655)
Efecto de cambios en el método de consolidación	-	243.092	-
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	-	(31.555)	-
Flujos netos totales de efectivo	1.040	278.190	(905)

3.3 Activos y pasivos financieros

Políticas contables

Activos financieros

- Los activos financieros se reconocen en el Balance de Situación Consolidado en la fecha de transacción, cuando el Grupo se convierte en una de las partes de las disposiciones contractuales del instrumento.
- Los activos financieros se clasifican en la categoría de "Préstamos y cuentas a cobrar" excepto las inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 1.6) y los instrumentos financiero derivados (Nota 3.6).

Préstamos y cuentas a cobrar

- Se reconocen inicialmente al valor razonable de la contraprestación entregada más los costes de la transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición. Posteriormente, se valoran a su coste amortizado.
- Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.

Mediciones del valor razonable

- De acuerdo con NIIF 13, a efectos de información financiera, las mediciones del valor razonable se clasifican en el Nivel 1, 2 o 3 en función del grado en el cual los inputs aplicados son observables y la importancia de los mismos para la medición del valor razonable en su totalidad, tal y como se describe a continuación:
 - Nivel 1 – Los inputs están basados en precios cotizados (no ajustados) para instrumentos idénticos negociados en mercados activos.
 - Nivel 2 – Los inputs están basados en técnicas basadas en modelos de valoración para los cuales todos los inputs significativos son observables en el mercado o pueden ser corroborados por datos observables de mercado.
 - Nivel 3 – Los inputs no son generalmente observables y por lo general reflejan estimaciones de los supuestos de mercado para la determinación del precio del activo o pasivo.

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

- Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar que no devengan explícitamente intereses se valoran por su valor nominal cuando el efecto de actualización financiera no sea significativo

a) Activos financieros

Categorías	Clases					
	Instrumentos de patrimonio		Créditos, derivados y otros		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Créditos	-	-	402.913	289.142	402.913	289.142
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 2.2)	-	-	117.947	397.351	117.947	397.351
Derivados (Nota 3.6)	-	-	22.213	16.670	22.213	16.670
Otros	4.573	813	388.403	212.249	392.976	213.062
Total activos financieros no corrientes	4.573	813	931.476	915.412	936.049	916.225
Créditos	-	-	6.695	4.808	6.695	4.808
Total activos financieros corrientes	-	-	6.695	4.808	6.695	4.808
Total activos financieros	4.573	813	938.171	920.220	942.744	921.033

Los Administradores estiman que el valor razonable de los activos financieros a 31 de diciembre de 2017 no difiere de manera significativa con respecto al valor contable de los mismos.

Créditos

Se recogen principalmente los préstamos concedidos a las sociedades del grupo que se consolidan por el método de la participación y que por tanto no se eliminan en el proceso de consolidación, cuyo detalle es el siguiente:

	Tipo de interés	Vencimiento	31.12.2017	31.12.2016
Créditos no corrientes a entidades vinculadas			402.892	289.121
Trans Adriatic Pipeline AG	FTA + Diferencial	Jul.-2043	293.921	168.593
Estación de Compresión Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	5,9%	Dic.-2032	52.781	62.471
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	7,5%	Sep.-2033	29.316	31.292
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jun.-2025	26.874	26.765
Créditos corrientes a entidades vinculadas			6.695	4.808
Trans Adriatic Pipeline AG	FTA + Diferencial	Jul.-2043	4.188	2.128
Estación de Compresión Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	5,9%	Dic.-2032	2.495	2.672
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jun.-2025	12	8
Total			409.587	293.929

Otros

Dentro del epígrafe de “Otros activos financieros no corrientes”, se recoge por importe de 4.478 miles euros (714 miles de euros al 31 de diciembre de 2016), la inversión que el Grupo tiene en Agrupaciones de Interés Económico (AIEs) cuya actividad es el arrendamiento de activos dirigidos por otra entidad no vinculada al Grupo, que es la que retiene tanto la mayoría de los beneficios como los riesgos de la actividad, acogiéndose el Grupo únicamente a los incentivos fiscales regulados en la legislación española. La Sociedad imputa las bases imponibles negativas que van generando estas AIEs contra las participaciones y por diferencia con la deuda registrada frente a la Hacienda Pública acreedora, el correspondiente ingreso financiero. La principal variación con respecto al ejercicio 2016 se debe al desembolso de las aportaciones pendientes realizadas por parte de Enagás Financiaciones durante el ejercicio 2017.

Asimismo, dentro de este epígrafe se recogen también las cuentas a cobrar por las garantías ejecutadas al Grupo Enagás a consecuencia de la terminación del contrato de concesión de GSP, tanto por la garantía corporativa concedida sobre la deuda financiera de GSP como la garantía de fiel cumplimiento del contrato de concesión.

Ambas garantías se estima que serán recuperables a través del procedimiento del Valor Neto Contable. El importe de la cuenta a cobrar por ambos conceptos, descontada financieramente al plazo de recuperación de 4 años, asciende a 31 de diciembre de 2017 a 173.258 miles de euros (207.865 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

Por último y tal y como se indica en la Nota 1.5, dentro de este epígrafe se encuentra registrada la cuenta por cobrar que el Grupo Enagás mantiene con GSP por la recuperación del valor de la inversión financiera en dicha sociedad, descontada financieramente considerando un valor de recuperación de 4 años, por un total de 208.755 miles de euros.

El registro de este crédito, ha supuesto un gasto financiero en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada por el efecto de descuento financiero, por importe de 8.248 miles de euros.

Correcciones de valor por deterioro

En los doce meses del ejercicio 2017 no se han producido movimientos en relación con las provisiones que cubren las pérdidas por deterioro de los activos existentes en el Grupo.

b) Pasivos financieros

Clases Categorías	Deudas con entidades de crédito		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Deudas financieras (Nota 3.4)	1.429.236	1.657.307	4.000.662	3.106.757	5.994	21.613	5.435.892	4.785.677
Derivados (Nota 3.6)	-	-	-	-	32.845	102.969	32.845	102.969
Acreedores comerciales (Nota 2.3)	-	-	-	-	73	103	73	103
Total pasivos financieros no corrientes	1.429.236	1.657.307	4.000.662	3.106.757	38.912	124.685	5.468.810	4.888.749
Deudas financieras (Nota 3.4)	152.883	399.439	49.864	504.985	14.262	272.535	217.009	1.176.959
Derivados (Nota 3.6)	-	-	-	-	12.994	17.280	12.994	17.280
Acreedores comerciales ^(*) (Nota 2.3)	-	-	-	-	171.844	132.174	171.844	132.174
Total pasivos financieros corrientes	152.883	399.439	49.864	504.985	199.100	421.989	401.847	1.326.413
Total pasivos financieros	1.582.119	2.056.746	4.050.526	3.611.742	238.012	546.674	5.870.657	6.215.162

(*) El detalle de “Acreedores comerciales” no incluye el importe de las Deudas con Administraciones Públicas.

El detalle por vencimientos para los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

	2018	2019	2020	2021	2022 y siguientes	Ajustes valoración y/o otros costes de transacción	Total
Obligaciones y otros valores negociables	49.864	-	-	64.173	4.020.735	(84.246)	4.050.526
Deudas con entidades de crédito	152.883	546.006	121.742	121.742	646.445	(6.699)	1.582.119
Acreedores comerciales y otros (*)	186.106	2.610	451	354	2.652	-	192.173
Total	388.853	548.616	122.193	186.269	4.669.832	(90.945)	5.824.818

(*) No incluye derivados.

	2017	2018	2019	2020	2021 y siguientes	Ajustes valoración y/o otros costes de transacción	Total
Obligaciones y otros valores negociables	504.985	-	-	-	3.178.331	(71.574)	3.611.742
Deudas con entidades de crédito	399.439	525.299	141.742	121.742	875.522	(6.998)	2.056.746
Acreedores comerciales y otros (*)	446.532	17.873	483	438	2.922	-	468.248
Total	1.350.956	543.172	142.225	122.180	4.056.775	(78.572)	6.136.736

(*) No incluye derivados.

3.4 Deudas financieras

Políticas contables

- Los pasivos financieros se reconocen inicialmente al valor razonable de la contraprestación recibida menos los costes de transacción directamente atribuibles.
- Los pasivos financieros se registran con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, excepto los instrumentos financieros derivados así como el bono en yenes que se registran a valor razonable.
- Los pasivos financieros se dan de baja cuando las obligaciones contractuales son canceladas o expiran.
- Las opciones sobre participaciones minoritarias suponen el registro de los intereses minoritarios fruto de la combinación de negocios y el reconocimiento de un pasivo financiero contra Patrimonio Neto. Los cambios del valor razonable del pasivo financiero se contabilizan en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.

	2017	2016
Obligaciones y otros valores negociables	4.050.526	3.611.742
Deudas con entidades de crédito	1.582.119	2.056.746
Otras deudas	20.256	294.148
Total deudas financieras	5.652.901	5.962.636
Deudas financieras no corrientes (Nota 3.3)	5.435.892	4.785.677
Deudas financieras corrientes (Nota 3.3)	217.009	1.176.959

El valor razonable de las deudas con entidades de crédito y las obligaciones y otros valores negociables a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

	2017	2016
Deudas con entidades de crédito	1.591.908	2.066.990
Obligaciones y otros valores negociables	4.271.395	4.084.054
Total a valor razonable	5.863.303	6.151.044
Total a valor contable	5.632.645	5.668.488

a) Deuda financiera neta

El Endeudamiento financiero neto o Deuda financiera neta es el principal indicador que utiliza la Dirección para medir el nivel de endeudamiento del Grupo. Se compone de la deuda bruta menos el efectivo:

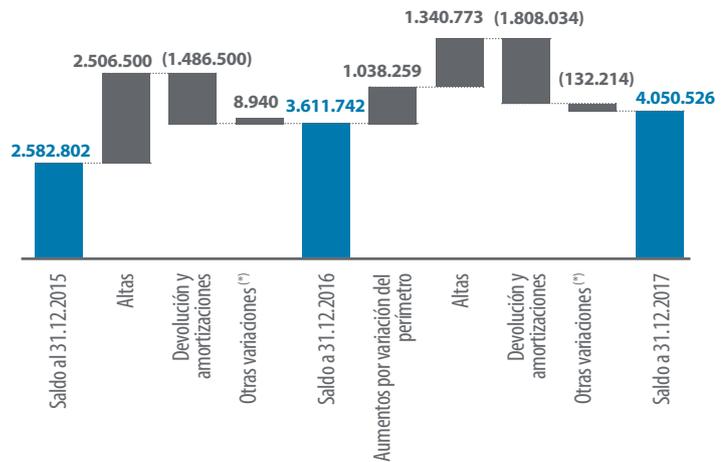
	2017	2016
Deudas con entidades de crédito (Nota 3.3)	1.582.119	2.056.746
Obligaciones y otros valores negociables (Nota 3.3)	4.050.526	3.611.742
Ajuste por el coste amortizado de los Bonos ^(*)	(1.587)	(20.817)
Garantías GSP	-	221.150
Préstamos de la Secretaría General de Industria, Secretaría General de Energía y Omán Oil	4.509	5.336
Deuda financiera bruta	5.635.567	5.874.157
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes (Nota 3.8)	(627.864)	(785.454)
Deuda financiera neta	5.007.703	5.088.703

^(*) Incluye el ajuste para registrar a coste amortizado el bono en yenes del Grupo Enagás así como el ajuste realizado sobre el bono de GNL Quintero para mostrar a la fecha de la combinación de negocios (1 de enero de 2017) su valor razonable (Nota 1.7). A partir de la fecha de dicha combinación de negocios, el bono de GNL Quintero se registra a coste amortizado.

El tipo de interés anual medio del ejercicio 2017 para la deuda financiera neta del Grupo ha sido del 2,7% (2,4% en 2016). El porcentaje de deuda financiera neta a tipo fijo a 31 de diciembre de 2017 ascendía a más del 80% siendo el periodo medio de vencimiento de la deuda a 31 de diciembre de 2017 de 6,8 años (6,3 años a 31 de diciembre de 2016).

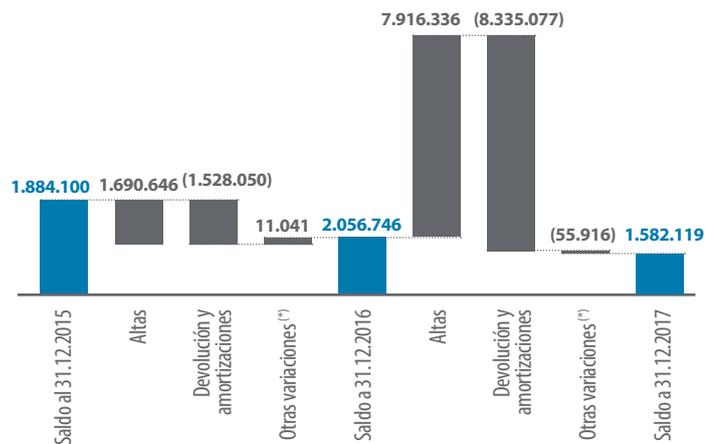
El coste financiero neto se determina dividiendo el gasto financiero neto entre la deuda media neta multiplicado por el número de días efectivos del año (360 días) entre el número de días naturales del ejercicio (365 días), donde el gasto financiero neto corresponde a los intereses de préstamos y derivados, disminuidos por los ingresos por efectivo y otros activos líquidos equivalentes. Por su parte, la deuda media neta se calcula como la media diaria de los importes nominales de la deuda financiera neta.

b) Obligaciones y otros valores negociables



^(*) Incluye pagos de intereses, devengos de intereses, valoraciones y otros.

c) Deudas con entidades de crédito



^(*) Incluye pagos de intereses, devengos de intereses, valoraciones y otros.

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2017 cabe destacar:

- La cancelación anticipada de dos préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones a Enagás, S.A. por importe total de 275.000 miles de euros.
- La formalización, en junio de 2017, de una póliza de crédito de 300.000 miles de euros en Enagás Financiaciones, S.A.U.
- La formalización de líneas de crédito en dólares por importe de 550 millones de dólares.

A 31 de diciembre de 2017, el Grupo tenía concedidas líneas de crédito por un importe de 2.260.656 miles de euros (2.067.816 miles de euros en 2016), siendo el importe no dispuesto de las mismas de 1.856.393 miles de euros (1.623.755 miles de euros en 2016) (Nota 3.8).

d) Otras deudas financieras

	2017	2016
Garantías GSP (Nota 1.6)	-	221.150
Préstamos de la Secretaría General de Industria, Secretaría General de Energía y Omán Oil	4.509	5.336
Opciones sobre GNL Quintero	-	39.127
Valor razonable de la opción de venta de la participación de EVE	-	17.200
Otros	15.747	11.335
Total otras deudas financieras	20.256	294.148

En relación al proyecto de GSP, a cierre del ejercicio 2016 se registró un pasivo por importe total de 221.150 miles de euros, de los cuales 154.093 miles de euros correspondían a la garantía corporativa concedida sobre la deuda de la sociedad y 67.057 miles de euros a la garantía de fiel cumplimiento del contrato de concesión. Tal y como se indica en la Nota 1.6, durante el mes de enero de 2017 tuvo lugar la cancelación del pasivo financiero en relación a las garantías relativas a GSP por importe de 216.519 miles de euros.

Opción de venta de la participación de EVE

En el acuerdo de accionistas suscrito entre Enagás Transporte, S.A.U. y el EVE en relación a la participación sobre Enagás Transporte del Norte, S.A.U., se recogía una opción de venta del 10% ejecutable por el EVE hasta julio de 2018. Como el plazo de comunicación del ejercicio de la opción expiró en julio de 2017, el Grupo Enagás ha procedido a cancelar a esa fecha el pasivo financiero registrado contra Reservas, por importe de 15.600 miles de euros. Dicha cancelación, ha tenido un impacto positivo en el resultado financiero de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada por importe de 2.813 miles de euros a 31 de diciembre de 2017.

Opciones sobre GNL Quintero

Tal y como se indica en las Nota 1.5 y en la Nota 1.7, en el marco de las transacciones de adquisición del 40% de GNL Quintero, adicional al 20,40% de la participación que ya ostentaba el Grupo Enagás se concedieron dos opciones, una de compra y otra de venta, sobre distintos porcentajes de participación mantenidos sobre dicha sociedad. Dichas opciones fueron ejercidas con fecha 11 de abril de 2017 en base a los términos descritos en la Nota 1.7.

3.5 Resultado financiero neto

	2017	2016
Ingresos de entidades asociadas	10.590	7.458
Ingresos de terceros ⁽³⁾	73.268	6.639
Ingresos por efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.259	160
Otros ⁽¹⁾	16.259	-
Ingresos financieros	102.376	14.257
Gastos financieros y gastos asimilados ⁽²⁾	(29.710)	(14.873)
Intereses de préstamos	(156.648)	(106.773)
Intereses intercalarios	2.632	2.876
Otros	(2.446)	(2.373)
Gastos financieros	(186.172)	(121.143)
Resultado instrumentos de cobertura	(18.123)	(5.644)
Diferencias de cambio	1.013	(867)
Resultado financiero neto	(100.906)	(113.397)

(1) Ingreso financiero derivado de la integración global de GNL Quintero a partir del 1 de enero de 2017.

(2) En 2017 se incluyen 16.919 miles de euros del gasto derivado del efecto de descuento financiero del crédito registrado por la recuperación en un plazo máximo de cuatro años de las garantías prestadas por la Sociedad en favor de GSP (13.285 miles de euros a 31 de diciembre de 2016). Adicionalmente, se incluye en esta cuenta, un gasto financiero por importe de 8.248 miles de euros como consecuencia de la cancelación de las diferencias de conversión contra resultado financiero, por la desconsolidación financiera de GSP (Nota 1.6).

(3) La variación con respecto al ejercicio 2016 se debe principalmente a la integración global de GNL Quintero desde el 1 de enero de 2017 (revalorización de la participación previa y cancelación de las diferencias de conversión) (Nota 1.7).

3.6 Instrumentos financieros derivados

Políticas contables

- El Grupo Enagás contrata instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros por la variación de los tipos de interés y/o de los tipos de cambio, no utilizando instrumentos financieros derivados con fines especulativos. Todos los instrumentos financieros derivados son valorados, tanto inicial como posteriormente, a valor razonable. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas.
- Los criterios de registro y valoración de instrumentos financieros derivados atendiendo a los distintos tipos de contabilidad de coberturas son los siguientes:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas a la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, o bien de una porción identificada de dicho activo o pasivo, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y que pueda afectar al resultado del periodo.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y los cambios en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuibles al riesgo cubierto, se registran en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.

b) Cobertura de flujos de efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, con una transacción prevista altamente probable o con un compromiso en firme si el riesgo cubierto es el de tipo de cambio y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el Patrimonio Neto, y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva es reconocida en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada. Los importes acumulados en Patrimonio Neto se transfieren a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.

c) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de efectivo, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor" del Balance de Situación Consolidado adjunto.

Las diferencias de conversión se transferirán a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

- Para que estos instrumentos financieros derivados puedan calificarse como de cobertura, son designados inicialmente como tales documentándose la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. Asimismo, el Grupo verifica inicialmente y de forma periódica a lo largo de su vida (como mínimo en cada cierre contable) que la relación de cobertura es eficaz, es decir, que es esperable prospectivamente que los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de la partida cubierta (atribuibles al riesgo cubierto) se compensen casi completamente por los del instrumento de cobertura y que, retrospectivamente, los resultados de la cobertura hayan oscilado dentro de un rango de variación del 80% al 125% respecto del resultado de la partida cubierta.
- La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para su contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el Patrimonio Neto, se mantendrá en dicha masa patrimonial hasta que se produzca la transacción objeto de la cobertura.
- De acuerdo con NIIF 13, a efectos de información financiera, las mediciones del valor razonable se clasifican en el Nivel 1, 2 o 3, tal y como se indica en la Nota 3.3

Estimaciones significativas

- El Grupo ha determinado que la mayoría de los inputs empleados para la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados se encuentran en el Nivel 2 de la jerarquía, sin embargo, los ajustes por riesgo de crédito utilizan inputs de Nivel 3, como las estimaciones de crédito en función del rating crediticio o de empresas comparables para evaluar la probabilidad de quiebra de la empresa o de las contrapartes de la empresa. El Grupo ha evaluado la relevancia de los mismos, procediendo a registrar los correspondientes ajustes por riesgo crédito en la valoración total de los instrumentos financieros derivados, los cuales no son significativos.
- Por tanto, el total de la cartera de instrumentos financieros derivados se clasifica en el Nivel 2 de la jerarquía.

Ejercicio 2017	Tipo	Vencim.	Nocional contratado	Valor razonable 31.12.2016	Ingresos y gastos imputados en el patrimonio neto		Transferencia a la cuenta de pérdidas y ganancias			Valor razonable 31.12.2017
					Operaciones de cobertura	Diferencias de conversión	Variaciones en el resultado	Riesgo de contraparte y otros	Otras variac. ^(*)	
Cobertura de flujos de efectivo										
Swap tipo de interés	Variable a fijo	ene-17	475.000	(681)	-	-	113	-	568	-
Swap tipo de interés	Variable a fijo	may-17	100.000	(217)	(3)	-	155	-	65	-
Swap tipo de interés	Variable a fijo	dic-19	150.000	(1.992)	(125)	-	1.326	(425)	(34)	(1.250)
Swap tipo de interés	Variable a fijo	ene-20	150.000	(986)	(80)	-	563	-	(264)	(767)
Swap tipo de interés	Variable a fijo	mar-20	65.000	(1.270)	(130)	-	396	-	282	(722)
Cobertura de valor razonable										
Cross Currency Swap	Fijo a variable	sep-39	147.514	16.670	-	-	-	239	(14.736)	2.173
Cobertura de inversión neta										
Cross Currency Swap	Fijo a fijo	abr-22	400.291	(102.684)	(12.898)	67.783	10.748	(2.150)	-	(39.201)
Cross Currency Swap	Fijo a fijo	may-28	237.499	(12.419)	4.690	20.959	2.911	-	-	16.141
Total			1.725.304	(103.579)	(8.546)	88.742	16.212	(2.336)	(14.119)	(23.626)

(*) En esta variación se registran los intereses devengados y no pagados, otras comisiones por instrumentos financieros derivados, así como la variación en el valor razonable del derivado de cobertura.

El detalle por vencimientos es el siguiente:

Ejercicio 2017	2018	2019	2020	2021	2022 y siguientes	Total
Derivados	(13.000)	(12.171)	(10.680)	(9.867)	22.092	(23.626)

Ejercicio 2016	2017	2018	2019	2020	2021 y siguientes	Total
Derivados	(17.280)	(11.612)	(11.637)	(10.352)	(52.698)	(103.579)

a) Cobertura de flujos de efectivo

En relación con las coberturas de flujo de efectivo, el detalle según el ejercicio en que se producirán los flujos de los mismos es el siguiente:

Importe contratado (miles de euros)	Total	2018	2019	2020 y siguientes
150.000	(1.250)	(621)	(629)	-
65.000	(722)	(318)	(275)	(129)
150.000	(767)	(373)	(271)	(123)
365.000	(2.739)	(1.312)	(1.175)	(252)

Durante el ejercicio 2017 ha tenido lugar el vencimiento de dos coberturas de flujo de efectivo.

b) Cobertura de valor razonable

Durante el ejercicio 2009, el Grupo Enagás contrató un cross currency swap (CCS) para cubrir la variación en el valor razonable de un bono en yenes (JPY) por el riesgo de tipo de cambio EUR/JPY y de tipo de interés del JPY. El componente fijo en JPY de este CCS cubre las variaciones de valor del bono en los riesgos especificados. Dicho bono se encuentra registrado en el epígrafe "Pasivos financieros no corrientes" del Balance de Situación Consolidado.

En la fecha de inicio del CCS se intercambian los principales de forma que Enagás recibió 147.514 miles de euros y pagó 20.000 millones de JPY, dicho elemento se registra a valor razonable con cambios en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada. Asimismo, hasta el vencimiento Enagás recibirá intereses a tipo fijo en JPY y pagará Euribor 6m. Al vencimiento del contrato, Enagás recibirá el principal en JPY y devolverá el principal en euros fijado inicialmente.

Las variaciones en el valor razonable experimentadas por el instrumento de cobertura así como las variaciones de valor del instrumento cubierto, se muestran en el siguiente detalle:

	Valor razonable 31.12.2016	Valor razonable 31.12.2017	Variación (Cuenta resultados)
Valoración del derivado (+activo/-pasivo)	16.670	2.173	(14.497)
Valoración del instrumento cubierto (pasivo)	(168.332)	(153.596)	14.736
Total importe neto reconocido en Resultados (gasto)			239

c) Cobertura de inversión neta en el extranjero

Las características principales de los dos instrumentos financieros derivados contratados como cobertura de la inversión neta son las siguientes:

Denominación	Importe contratado Euros	Importe contratado USD	Tipo	Vencimiento
Cross Currency Swap	400.291	550.000	Fijo a fijo	Abril 2022
Cross Currency Swap	237.499	270.000	Fijo a fijo	Mayo 2028
Total	637.790	820.000		

Las inversiones consideradas como elementos cubiertos en las mencionadas relaciones de cobertura son las siguientes:

Proyecto	Inversión cubierta en USD
GNL Quintero, S.A.	179.989
Subgrupo Altamira LNG, C.V	52.423
TgP	587.588
Total	820.000

3.7 Gestión de riesgos financieros y de capital

a) Información cualitativa

El Grupo Enagás está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante un modelo de control y gestión de riesgos, orientado a garantizar la consecución de los objetivos de la compañía de forma predecible y con un perfil de riesgo agregado medio-bajo. Este modelo permite adaptarse a la complejidad de su actividad empresarial en un entorno competitivo globalizado, en un contexto económico complejo, donde la materialización de los riesgos es más rápida y con un efecto contagio evidente.

El modelo se basa en los siguientes aspectos:

- La consideración de unas tipologías estándar de riesgos a los que está expuesta la compañía.
- La segregación e independencia de las funciones de control y gestión de riesgos, articulada en tres niveles de "defensa".
- La existencia de unos Órganos de Gobierno con responsabilidades en materia de riesgos.
- El establecimiento de un marco de inclinación al riesgo, que recoge los niveles de riesgo considerados como aceptables, y que son fijados de modo coherente con los objetivos de negocio establecidos y el contexto de mercado en el que se desarrollan las actividades del Grupo.
- La transparencia en la información proporcionada a terceros, garantizando su fiabilidad y rigor.

El análisis integral de todos los riesgos permite un adecuado control y gestión de los mismos, entendiendo las relaciones entre ellos y facilitando su valoración conjunta. Enagás ha establecido un marco normativo a través de la "Política de Control y Gestión de Riesgos" y de la "Norma General de Control y Gestión de Riesgos", que define los principios básicos por los que se rige la función de riesgos e identifica las responsabilidades de los diferentes órganos de la empresa.

La función de control y gestión de riesgos está articulada en torno a tres líneas de defensa, que presentan roles y responsabilidades diferenciadas:

- La 1ª línea de defensa está constituida por las unidades organizativas que asumen riesgos en el desarrollo ordinario de sus actividades. Son los propietarios de los riesgos y los responsables de su identificación y medición.
- La 2ª línea de defensa está constituida por la Dirección de Riesgos, encargada principalmente de asegurar el buen funcionamiento del sistema de control y gestión de riesgo, definir el marco normativo y metodológico y realizar el seguimiento periódico y control global de los riesgos de la compañía.
- La 3ª línea de defensa está constituida por la Dirección de Auditoría Interna, responsable de supervisar la eficiencia de los controles de riesgos establecidos.

Los Órganos de Gobierno en materia de control y gestión de riesgos son:

- El Consejo de Administración es responsable de la aprobación de la política de control y gestión de riesgos. Sus otras responsabilidades en materia de riesgos se encuentran delegadas en la Comisión de Auditoría y Cumplimiento.
- La Comisión de Auditoría y Cumplimiento, cuyas principales funciones son supervisar la eficacia de los sistemas de control y gestión de riesgos y evaluar los riesgos del grupo (identificación, medición y establecimiento de las medidas de gestión).
- El Comité de Riesgos, cuyas principales funciones son establecer la estrategia global de riesgos, establecer los límites de riesgo globales del Grupo, revisar el nivel de exposición al riesgo y las actuaciones de corrección en caso de incumplimientos.

A continuación, se indican los principales riesgos de naturaleza financiera y fiscal a los que está expuesto el Grupo:

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito comprende las posibles pérdidas derivadas del incumplimiento de pago de las obligaciones dinerarias o cuantificables de una contraparte a la que el grupo Enagás ha otorgado crédito neto y está pendiente de liquidación o cobro.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, este riesgo es históricamente limitado, ya que el Grupo opera en un entorno regulado con escenarios planificados (Nota 1.1). No obstante, se ha desarrollado una regulación por la que se establecen las normas de gestión de garantías del sistema gasista español y que establece la obligación a las comercializadoras de constituir garantías para: (i) contratación de capacidad en infraestructuras con acceso de terceros regulado e interconexiones internacionales, (ii) liquidación de desbalances y (iii) participación en el mercado organizado de gas.

El grupo Enagás está también expuesto al riesgo de posibles incumplimientos de sus contrapartes en las operaciones con derivados financieros y colocación de excedentes de tesorería. Para mitigar este riesgo, estas operaciones se realizan de forma diversificada con entidades de elevada solvencia.

Riesgo de tipo de interés

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

El objetivo de la gestión del riesgo de tipo de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar su coste en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.

Dependiendo de las estimaciones del grupo Enagás y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos (Nota 3.6).

Riesgo de tipo de cambio

Las variaciones de los tipos de cambio pueden afectar a las posiciones de deuda denominada en moneda extranjera, a ciertos pagos por servicios y adquisición de bienes de equipo en moneda extranjera, a los ingresos y gastos de las sociedades dependientes cuya moneda funcional no es el euro y en el efecto de conversión de los estados financieros de aquellas sociedades cuya moneda funcional no es el euro en el proceso de consolidación. A fin de mitigar dicho riesgo, el Grupo cuenta con financiación obtenida en dólares estadounidenses y coronas suecas, así como con la contratación de instrumentos financieros derivados, los cuales son designados posteriormente como instrumentos de cobertura (Nota 3.6). Adicionalmente, el grupo Enagás persigue que se produzca un equilibrio entre los flujos de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera en cada una de las sociedades.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez surge como consecuencia de diferencias en los importes o las fechas de cobro y de pago de los diferentes activos y pasivos de las sociedades del Grupo.

La política de liquidez seguida por el grupo Enagás está orientada a asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago de corto plazo adquiridos, sin tener que recurrir a la obtención de fondos en condiciones gravosas. Para ello, se utilizan diferentes medidas de gestión tales como el mantenimiento de facilidades crediticias comprometidas por importe, plazo y flexibilidad suficiente, la diversificación de la

cobertura de las necesidades de financiación mediante el acceso a diferentes mercados y áreas geográficas, y la diversificación de los vencimientos de la deuda emitida. La Deuda financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2017 tiene un vencimiento medio de 6,8 años (Nota 3.4).

Riesgo fiscal

El grupo Enagás está expuesto a posibles modificaciones de los marcos regulatorios fiscales y a incertidumbres por posibles diferencias interpretativas de la legislación tributaria vigente, con eventuales impactos negativos sobre sus resultados.

Otros riesgos

Dada la naturaleza dinámica del negocio y de sus riesgos, y a pesar de contar con un sistema de control y gestión de riesgos que responde a las mejores recomendaciones y prácticas internacionales, no es posible garantizar que pueda existir algún riesgo que no esté identificado en el inventario de riesgos del Grupo Enagás.

Adicionalmente, el proceso de internacionalización que el Grupo Enagás ha llevado a cabo en los últimos años implica que una parte de sus operaciones sea desarrollada por sociedades sobre las que no se ostenta control, las cuales desarrollan sus actividades bajo marcos normativos y dinámicas de negocio diferentes, pudiendo surgir potenciales riesgos asociados a la participación financiera.

b) Información cuantitativa

Riesgo de tipo de interés

El porcentaje de deuda neta a tipo fijo a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, ascendía a más del 80%.

Teniendo en consideración estos porcentajes de deuda financiera neta referenciada a tipo fijo, y realizando un análisis de sensibilidad a variaciones de un punto porcentual en los tipos de interés de mercado, el Grupo considera que, según sus estimaciones, el impacto en resultados de esta variación sobre el coste financiero de la deuda referenciada a tipos variables podría variar de acuerdo al siguiente detalle:

	Variación tipos de interés			
	2017		2016	
	25 pbs	-10 pbs	25 pbs	-10 pbs
Variación en gasto financiero	2.709	(1.083)	2.691	(1.077)

Por otro lado, ante las variaciones comentadas anteriormente, el impacto en patrimonio neto por los derivados contratados no sería significativo.

Riesgo de tipo de cambio

El Grupo Enagás obtiene su financiación fundamentalmente en euros, si bien tiene determinada financiación en dólares estadounidenses, yenes japoneses y coronas suecas. La divisa que genera la mayor exposición a cambios en el tipo de cambio es el dólar estadounidense, dado que la financiación en yenes se encuentra cubierta mediante el uso de derivados de tipo de cambio (Nota 3.6).

La exposición del Grupo a variaciones en el tipo de cambio dólar estadounidense/euro viene determinada fundamentalmente por el efecto de la conversión de estados financieros en moneda extranjera de las sociedades cuya moneda funcional es el dólar estadounidense. Adicionalmente, hay sociedades que tienen como moneda funcional el nuevo sol peruano y la corona sueca.

Asimismo, el Grupo también tiene préstamos en dólares estadounidenses concedidos por Enagás, S.A. a sociedades en las que no tienen participación mayoritaria.

La sensibilidad del resultado del ejercicio y del patrimonio neto, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo Enagás al 31 de diciembre 2017, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Miles de euros				
Apreciación / (Depreciación) del euro frente al dólar				
2017		2016		
5,00%	-5,00%	5,00%	-5,00%	
Efecto en el resultado después de impuestos	3.779	(3.779)	1.166	(1.166)
Efecto en el patrimonio neto	22.078	(22.078)	(44.409)	49.084

c) Gestión del capital

El Grupo Enagás desarrolla una gestión de capital a nivel corporativo cuyos objetivos son asegurar la estabilidad financiera y conseguir una adecuada financiación de las inversiones, optimizando el coste de capital, para lograr maximizar la creación de valor para el accionista y manteniendo su compromiso de solvencia.

El Grupo Enagás considera como indicador de seguimiento de la situación financiera y de la gestión del capital el nivel de apalancamiento consolidado, definido como el cociente resultante de dividir la deuda financiera neta consolidada entre el activo neto consolidado (entendido éste como la suma de la deuda financiera neta y los fondos propios consolidados).

El ratio de apalancamiento financiero, calculado como el cociente entre la deuda financiera neta y el total de deuda financiera más fondos propios, a 31 de diciembre de 2017 y 2016, es:

	2017	2016
Deuda financiera neta (Nota 3.4)	5.007.703	5.088.703
Fondos Propios	2.585.639	2.373.681
Ratio de apalancamiento	65,95%	68,2%

Asimismo, la agencia de calificación crediticia Standard & Poor's ha mantenido el rating a largo plazo de la sociedad Enagás, S.A. en "A-" con perspectiva negativa a 31 de diciembre de 2017. Por su parte, la calificación de Enagás, S.A. para Fitch Ratings a 31 de diciembre de 2017, continúa en "A-" con perspectiva estable.

3.8 Flujos de efectivo

Políticas contables

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

a) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

	31.12.2017	31.12.2016
Tesorería	627.864	765.453
Otros activos líquidos	-	20.001
Total	627.864	785.454

Dentro del epígrafe "Otros activos líquidos", se registran aquellos depósitos que tienen un vencimiento a corto plazo.

Con carácter general, la tesorería bancaria devenga un tipo de interés similar al de mercado para imposiciones diarias. Los depósitos a corto plazo son altamente convertibles en efectivo y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones. No existen restricciones por importes significativos a la disposición de efectivo.

b) Disponibilidades financieras

El Grupo Enagás cuenta con préstamos y líneas de crédito no dispuestas a fin de garantizar la liquidez. En este sentido, las disponibilidades financieras con las que el Grupo Enagás cuenta son las siguientes:

Disponibilidades financieras	31.12.2017	31.12.2016
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	627.864	785.454
Otras disponibilidades financieras (Nota 3.4)	1.856.393	1.623.755
Total disponibilidades financieras	2.484.257	2.409.209

En opinión de los Administradores de la Sociedad, esta situación supone cobertura suficiente para las posibles necesidades de liquidez a corto plazo de acuerdo con los compromisos existentes a la fecha.

c) Conciliación entre movimientos de pasivos derivados de actividades de financiación y flujos de efectivo

		Deudas con entidades de crédito	Obligaciones y valores negociables	Total
31.12.2016		2.056.746	3.611.742	5.668.488
Flujos de Caja	Emisión	7.916.366	1.340.773	9.257.139
	Devoluciones y amortizaciones	(8.335.077)	(1.808.034)	(10.143.111)
	Pagos de intereses	(21.474)	(114.220)	(135.694)
Sin impacto en flujos de caja	Variaciones en perímetro	-	1.038.259	1.038.259
	Variación por tipo de cambio y otros	(34.442)	(17.994)	(52.436)
31.12.2017		1.582.119	4.050.526	5.632.645

4. Otra Información

■ Aspectos relevantes

Propiedades de inversión

- Al cierre del ejercicio 2017, el Grupo Enagás ha procedido a registrar un deterioro por importe de 5.290 miles de euros al determinar el informe del experto independiente que el valor recuperable del terreno a 31 de diciembre de 2017 asciende a 19.610 miles de euros

Retribuciones al Consejo de Administración y a la Alta Dirección

- Las retribuciones al Consejo de Administración, sin tener en cuenta las prima de seguros, han ascendido a 4.221 miles de euros (3.958 miles de euros en 2016) (Nota 4.4).
- Las retribuciones a la Alta Dirección, sin tener en cuenta los planes de pensiones y las primas de seguros, han ascendido a 3.355 miles de euros (2.875 miles de euros en 2016) (Nota 4.4).

4.1 Propiedades de inversión

Políticas contables

Propiedades de inversión

- Se valoran al modelo de coste por lo que se valoran al coste de adquisición menos la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro, si las hubiera. Sin embargo, como solo se incluye en este epígrafe un terreno que en la actualidad no tiene un uso determinado, se ha valorado a su valor recuperable, que se ha calculado como el valor razonable menos los costes necesarios para su venta.
- La valoración de mercado del experto independiente ha sido realizada de acuerdo con las Normas de Regulación de la Royal Institution of Chartered Surveyors (RICS, por sus siglas en inglés), comprendidas en el llamado “Red Book” – Manual de Valoraciones (RICS Valuation – Professional Standards, de enero de 2014). Dichas valoraciones de mercado definidas por la RICS están reconocidas internacionalmente por asesores y contables tanto de inversores como de corporaciones propietarias de activos inmobiliarios, así como por The European Group of Valuers (TEGoVA, por sus siglas en inglés) y The International Valuation Standards Committee (IVSC, por sus siglas en inglés).

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Correcciones por deterioro de 2016	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Correcciones por deterioro de 2017	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Coste ⁽¹⁾	47.211	-	47.211	-	47.211
Deterioro	(22.241)	(70)	(22.311)	(5.290)	(27.601)
Valor neto	24.970	(70)	24.900	(5.290)	19.610

(1) Corresponde en su totalidad a un terreno ubicado en el km. 18 de la A-6 en Las Rozas (Madrid). Con fecha 2 de enero de 2018, Jones Lang LaSalle España, S.A. ha emitido un informe de valoración a 31 de diciembre de 2017, donde el valor recuperable del terreno a la fecha asciende a 19.610 miles de euros (24.900 miles de euros a 31 de diciembre de 2016). Cabe destacar que en el informe del experto independiente mencionado anteriormente no se incluyó ninguna limitación al alcance respecto de las conclusiones alcanzadas. Dicha propiedad no está afectada a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de naturaleza similar. Asimismo, el Grupo cuenta con las correspondientes pólizas de seguros que permiten cubrir la Responsabilidad Civil frente a terceros.

4.2 Situación fiscal

Políticas contables

- El gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio se calcula mediante la suma del impuesto corriente, que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio y después de aplicar las deducciones que fiscalmente son aplicables, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos.
- El impuesto sobre sociedades se registra en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada o en las cuentas de Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.
- El gasto o el ingreso por impuesto diferido se corresponde con el reconocimiento y la cancelación de los activos y pasivos por impuesto diferido. Estos incluyen las diferencias temporarias que se identifican como aquellos importes que se prevén pagaderos o recuperables derivados de las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos y su valor fiscal, así como los créditos por deducciones fiscales no aplicadas fiscalmente. Dichos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria o crédito que corresponda el tipo de gravamen al que se espera recuperarlos o liquidarlos.
- Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar las diferencias temporarias deducibles. Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de los fondos de comercio.
- En cada cierre contable se reconsideran los activos por impuesto diferidos registrados, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos en la medida en que existan dudas sobre su recuperación futura.
- El Grupo compensa activos y pasivos por impuestos diferidos correspondientes a la misma autoridad fiscal, conforme establece la NIC 12.74.

Estimaciones significativas

- Según establece la legislación vigente en España, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción de cuatro años. No obstante, dicho plazo puede variar en el caso de sociedades integrantes del Grupo sometidas a otras normativas fiscales. Los Administradores consideran que se han practicado adecuadamente las liquidaciones de los impuestos sobre las ganancias abiertos a inspección que se describen en esta nota, por lo que, aún en caso de que surgieran discrepancias en la interpretación de la normativa vigente por el tratamiento fiscal otorgado a las operaciones, los eventuales pasivos resultantes, en caso de materializarse, no afectarían de manera significativa a estas Cuentas Anuales Consolidadas.
- Los activos por impuesto diferido han sido registrados en el balance de situación por considerar los Administradores que, conforme a la mejor estimación sobre los resultados futuros y la reversión de las diferencias temporarias imponibles, es probable que dichos activos sean recuperados.

a) Saldos mantenidos con la Administración Fiscal

	2017	2016
Saldos deudores		
Activos por impuestos diferidos	96.910	69.590
Impuesto sobre las ganancias	-	448
Impuesto sobre el Valor Añadido	15.709	24.160
	15.709	24.608
Saldos acreedores		
Pasivos por impuestos diferidos	562.154	297.471
Impuesto sobre las ganancias (1)	19.736	10.118
Impuesto sobre el Valor Añadido	4.765	-
Hacienda Pública acreedora por retenciones y otros	30.295	31.705
Total	54.796	41.823

(1) Corresponde a sociedades pertenecientes al grupo de consolidación fiscal por 15.648 miles de euros (6.418 miles de euros a 31 de diciembre de 2016) y no pertenecientes al grupo de consolidación fiscal por 4.088 miles de euros (3.700 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

b) Declaración fiscal

Desde el 1 de enero de 2013, Enagás S.A. es la sociedad dominante del Grupo Consolidado Fiscal 493/12 para el Impuesto sobre Sociedades, siendo las sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2017:

- Enagás Transporte, S.A.U.
- Enagás GTS, S.A.U.
- Enagás Internacional, S.L.U.
- Enagás Financiaciones, S.A.U.
- Compañía Transportista de Gas Canarias S.A.
- Enagás Emprende S.L.U.
- Infraestructuras del Gas, S.A.
- Scale Gas Solutions, S.L.
- Efficiency for LNF Applications, S.L.
- Gas to move Transport Solutions, S.L.

El resto de sociedades del Grupo liquidan individualmente sus declaraciones de Impuesto sobre las ganancias de acuerdo con las normas fiscales que les resultan de aplicación.

c) Impuesto sobre sociedades

	2017	2016
Resultado Contable Consolidado antes de Impuestos	631.166	538.325
Diferencias permanentes y ajustes de consolidación ⁽¹⁾	(108.158)	(41.829)
Base Contable Consolidada del Impuesto	523.008	496.496
Tipo impositivo	25%	25%
Resultado Ajustado por Tipo Impositivo ⁽²⁾	130.752	124.124
Efecto aplicación distintos tipos impositivos sobre la cuota	232	2.337
Impuesto calculado a la tasa vigente en cada país	-	300
Cuota	130.984	126.761
Efecto de las deducciones	4.171	(2.423)
Efecto de las Bases Imponibles Negativas no activadas en el ejercicio	-	99
Otros Ajustes Impuestos de Sociedades	(9.065)	(4.280)
Impuesto sobre Sociedades del Ejercicio	126.090	120.157
Impuesto sobre Beneficios Corriente ⁽³⁾	(121.192)	(121.159)
Impuesto sobre Beneficios Diferido	12.793	11.325
Ajustes en la Imposición sobre Beneficios ⁽⁴⁾	(17.691)	(10.323)

(1) Las diferencias permanentes corresponden fundamentalmente a la eliminación de los resultados de las sociedades que consolidan conforme al método de la participación, así como otros ajustes de consolidación relativos a la conciliación PGC y NIIF. Para la determinación del impuesto se ha empleado el 25% para todas las sociedades españolas, salvo para las que tributan bajo normativa Foral de Vizcaya (Enagás Transporte del Norte, S.L.) que aplican el 28%.

(2) Para la determinación del impuesto se ha aplicado el 25% para todas las sociedades españolas, salvo para las que tributan bajo normativa Foral de Vizcaya (Enagás Transporte del Norte, S.L.) que aplican el 28%. Para el 2016, los tipos impositivos aplicables a las sociedades extranjeras Enagás Perú, S.A.C., Enagás Chile, S.P.A. y GNL Quintero, y Enagás México, S.A. de C.V. fueron del 28%, 24% y el 30%, respectivamente, mientras que para el 2017 los mismos ascendieron a 29,5%, 25,5% y el 30%.

(3) En el ejercicio 2017, se han pagado 102.245,14 miles de euros (110.979 miles de euros en el ejercicio 2016) a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por el Impuesto sobre Sociedades de 2017, correspondiendo 96.264 miles de euros al Grupo Consolidado Fiscal (105.500 miles de euros en el ejercicio 2016).

(4) En el ejercicio 2017, y a efectos comparativos 2016, la información relativa a las bases imponibles de las Agrupaciones de Interés Económico (AIEs) se presenta de forma separada.

d) Impuestos reconocidos en el patrimonio neto

	2017			2016		
	Aumentos	Disminuciones	Total	Aumentos	Disminuciones	Total
Ingresos y gastos imputados en el patrimonio neto						
Efecto impositivo coberturas de flujos de efectivo	2.961	(238)	2.723	3.704	(1.556)	2.148
Transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias						
Efecto impositivo coberturas de flujos de efectivo	130	(4.849)	(4.719)	-	(6.915)	(6.915)
Total impuesto reconocido en patrimonio neto	3.091	(5.087)	(1.996)	3.704	(8.471)	(4.767)

e) Ejercicios pendientes de comprobación y actuaciones inspectora

Según establece la legislación vigente en España, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción de cuatro años. No obstante, dicho plazo puede variar en el caso de sociedades integrantes del Grupo sometidas a otras normativas fiscales.

En marzo de 2017 se iniciaron actuaciones de comprobación general por parte de la Agencia Estatal de la Administración Tributaria Española a las sociedades Enagas S.A., Enagas Transporte S.A.U. y al grupo fiscal consolidado 0493/12. Los ejercicios e impuestos objeto de comprobación son Impuesto sobre Sociedades, ejercicios 2012 a 2015, Impuesto sobre el Valor Añadido, ejercicios 2013 a 2015, retenciones e ingresos a cuenta sobre rendimientos de trabajo, capital mobiliario, capital inmobiliario y no residentes, ejercicios 2013 a 2015.

Al cierre del ejercicio 2017 las actuaciones continúan en curso. En cualquier caso, no se espera que se pongan de manifiesto pasivos que afecten significativamente a la situación patrimonial del Grupo como consecuencia de las actuaciones de comprobación que se están llevando a cabo en las distintas compañías.

Asimismo, y al cierre de 2017 están pendientes de comprobación los ejercicios 2016 y 2017 para los impuestos que son aplicables. Adicionalmente, en 2018 se ha notificado a Enagas Transporte SAU, el inicio de actuaciones de comprobación de carácter general por parte de la Agencia Tributaria en lo que respecta al Impuesto sobre Hidrocarburos correspondiente a los ejercicios 2015 y 2016.

Igualmente, se notificó inicio de actuaciones de comprobación de carácter parcial en lo que respecta al IVA a la importación y actuaciones relativas a los derechos de importación correspondiente al ejercicio 2016. El Grupo Enagás, no espera que como consecuencia de dichas actuaciones de comprobación, se pongan de manifiesto pasivos que afecten significativamente a la situación patrimonial del Grupo.

f) Activos y pasivos por impuestos diferidos

2017	Valor inicial	Reconocido en pérdidas y ganancias	Reconocido en patrimonio neto	Variación del perímetro ⁽⁴⁾	Valor final
Diferencias temporarias imponibles					
Subvenciones de capital y otras	1.388	(101)	-	-	1.287
Limite deducción amortización R.D.L. 16/2012 ⁽¹⁾	34.119	(4.347)	-	-	29.772
Provisión por retribuciones al personal	5.678	(751)	-	-	4.927
Provisión inmovilizado	3.906	13.031	-	-	16.937
Provisiones litigios y otros	11.235	3.092	-	-	14.327
Derivados	931	222	(776)	-	377
Bases imponibles negativas⁽⁵⁾	5.509	(11.408)	(3.280)	32.507	23.328
Deducciones pendientes y otros⁽²⁾	6.824	(869)	-	-	5.955
Total activos por impuestos diferidos	69.590	(1.131)	(4.056)	32.507	96.910
Libertad de amortización ⁽³⁾	(282.683)	14.153	-	-	(268.530)
Derivados	(5.882)	-	(444)	-	(6.326)
Amortización Inmovilizado ⁽⁵⁾	-	15.931	27.457	(319.826)	(276.438)
Otros	(8.906)	(1.954)	-	-	(10.860)
Total pasivos por impuestos diferidos	(297.471)	28.130	27.013	(319.826)	(562.154)
Valor neto	(227.881)	26.999	22.957	(287.319)	(465.244)

(1) Deriva de la limitación a las amortizaciones fiscalmente deducibles en el Impuesto sobre Sociedades para los ejercicios 2013 y 2014. Dicha amortización es recuperable desde el punto de vista fiscal, a partir del ejercicio 2015 de forma lineal en el plazo de 10 años.

(2) Incluye la deducción a aplicar a partir del ejercicio 2015 de acuerdo con la disposición transitoria trigésimo séptima de la Ley 27/2014, en virtud del cual, aquellos contribuyentes a los que haya resultado de aplicación la limitación a las amortizaciones en 2013 y 2014, tendrán derecho a una deducción en la cuota íntegra del 5% de las cantidades que se integren en la base imponible del período impositivo.

(3) Deriva de la aplicación de la libertad de amortización fiscal de determinados activos realizada durante los ejercicios 2009-2014.

(4) Incluye los activos y pasivos por impuestos diferidos integrados en el Grupo como consecuencia de la combinación de negocios de GNL Quintero con fecha 1 de enero de 2017 (Nota 1.7).

(5) Incluye los activos y pasivos por impuestos diferidos de GNL Quintero tras la adquisición de control y su consolidación global con fecha 1 de enero de 2017. El efecto reconocido en patrimonio neto se corresponde con las diferencias de conversión para poner a tipo de cambio de cierre del ejercicio 2017 dichos activos y pasivos por impuestos diferidos.

El Grupo Enagás ha compensado en su Estado de situación financiera consolidado activos por impuestos diferidos por importe de 76.998 miles de euros procedentes del Grupo Fiscal de España (67.059 miles de euros en 2015) con pasivos por impuestos diferidos de acuerdo con la NIC 12.

	Valor final activos y pasivos por impuesto diferido por naturaleza	Compensación activos y pasivos por impuesto diferido Grupo Fiscal	Valor final
Activos por impuestos diferidos	96.910	(76.998)	19.912
Pasivos por impuestos diferidos	(562.154)	76.998	(485.156)
Valor Neto	(465.244)	-	(465.244)

El Grupo Enagás tiene activos y pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 9.190 miles de euros y 12.664 miles de euros, respectivamente, al cierre del ejercicio 2017 (8.476 miles de euros y 18.653 miles de euros, respectivamente, a cierre del ejercicio 2016). Éstos corresponden principalmente a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades que se integran por el método de la participación y que cumplen los requisitos establecidos en las NIIF para aplicar la excepción de registro.

4.3 Operaciones y saldos con partes vinculadas

Políticas contables

- Se consideran “partes vinculadas” al Grupo, adicionalmente a las entidades dependientes, asociadas y multigrupo, el “personal clave” de la Dirección del Grupo (miembros de su Consejo de Administración y los Directores, junto a sus familiares cercanos), así como las entidades sobre las que el personal clave de la Dirección pueda ejercer una influencia significativa o tener su control, según establece la Orden EHA/3050/2004, de 15 de septiembre y la Circular 1/2008, de 30 de enero de la CNMV.
- Las condiciones de las transacciones con las partes vinculadas son equivalentes a las que se dan en transacciones hechas en condiciones de mercado y se han imputado las correspondientes retribuciones en especie.

Gastos e ingresos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras partes vinculadas	Total ⁽¹⁾
Ejercicio 2017				
Gastos:				
Gastos financieros	-	-	8.715	8.715
Recepción de servicios	-	48.604	207	48.811
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-
Otros gastos	1.844	-	-	1.844
Total Gastos	-	48.604	8.922	57.526
Ingresos:				
Ingresos financieros	-	10.590	7	10.597
Prestación de servicios	-	7.563	-	7.563
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	14	-	14
Otros ingresos	-	3.106	-	3.106
Total Ingresos	-	21.273	7	21.280
Ejercicio 2016				
Gastos:				
Gastos financieros	-	-	3.853	3.853
Recepción de servicios	-	34.449	234	34.683
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-
Otros gastos	1.632	-	-	1.632
Total Gastos	1.632	34.449	4.087	40.168
Ingresos:				
Ingresos financieros	-	7.342	-	7.342
Prestación de servicios	-	14.259	-	14.259
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	14	-	14
Otros ingresos	-	3.106	-	3.106
Total Ingresos	-	24.721	-	24.721

(1) No se han realizado durante 2017 y 2016 transacciones con accionistas significativos.

Otras transacciones	Accionistas Significativos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Ejercicio 2017				
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas (Nota 1.10)	-	24.131	-	24.131
Garantías y avales otorgados - Otros (Nota 1.10)	-	8.376	130.212	138.588
Compromisos de inversión (Nota 1.10)	-	68.800	-	68.800
Dividendos y otros beneficios distribuidos	58.624	-	-	58.624
Ejercicio 2016				
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas (Nota 1.10)	-	24.779	-	24.779
Garantías y avales otorgados - Otros (Nota 1.10)	-	9.464	144.175	153.639
Compromisos de inversión (Nota 1.10)	-	218.289	-	218.289
Dividendos y otros beneficios distribuidos	30.970	-	-	30.970

Durante los ejercicios 2017 y 2016, el Grupo Banco Santander cumple la definición de “vinculada”.

A este respecto, sobre las transacciones indicadas en el cuadro anterior, se corresponden con esta entidad vinculada 8.679 miles de euros de gastos financieros durante el ejercicio 2017 (3.853 miles de euros durante el ejercicio 2016), incluyendo los gastos financieros derivados de los contratos de coberturas de tipo de interés, y 130.212 miles de euros de garantías y avales otorgados al 31 de diciembre de 2017 (144.175 miles de euros al 31 de diciembre de 2016).

Adicionalmente, esta entidad bancaria ha realizado las siguientes operaciones con el Grupo Enagás:

- El Grupo Enagás mantiene como financiación un club deal multidivisa en el que la entidad vinculada representa un 9,63% del total de bancos participantes en esta fuente de financiación.
- En febrero de 2017, Enagás S.A. ha formalizado una línea de crédito en dólares por importe de 150.000 miles de dólares USA.
- Tal y como se indica en la Nota 2.2, con fecha 1 de diciembre, Enagás Transporte, S.A.U. cedió los derechos de crédito reconocidos por la legislación sectorial sobre la cantidad de déficit acumulado del sistema gasista que era titular a 31 de diciembre de 2014 por importe total de 354.751 miles de euros al Grupo Banco Santander.
- Los Administradores estiman que no se derivarán pasivos significativos adicionales a los registrados en el balance de situación consolidado adjunto por las operaciones descritas en esta nota.

4.4 Retribuciones al Consejo de Administración y a la Alta Dirección

Políticas contables

Pagos basados en acciones

- El Grupo clasifica el plan sobre acciones para consejeros ejecutivos y miembros del equipo directivo dependiendo de la forma de liquidar la transacción:
 - En acciones de la Sociedad: El gasto de personal se determina en base al valor razonable de las acciones a entregar en la fecha del acuerdo de concesión, teniendo en cuenta el grado de cumplimiento de los objetivos determinados en dicho plan. El gasto de personal se registra a medida que se prestan los servicios en el periodo estipulado, con abono a “Otros instrumentos de patrimonio neto” del balance de situación adjunto.
 - En efectivo: El gasto de personal se determina en base al valor razonable del pasivo, referido a la fecha en la que se cumplan los requisitos para su reconocimiento. El gasto de personal se registra a medida que se prestan los servicios en el periodo estipulado, con abono a “Provisiones a largo plazo” del balance de situación adjunto. Posteriormente, y hasta su liquidación, el pasivo se valora por su valor razonable, imputándose a la cuenta de pérdidas y ganancias cualquier cambio de valoración.
- Para la valoración de este programa, el Grupo Enagás ha utilizado el modelo de Monte-Carlo. El valor razonable de los instrumentos de patrimonio a la fecha de concesión es ajustado para incluir las condiciones de mercado a las que el Plan está vinculado. Asimismo, se ha tenido en consideración que los dividendos devengados durante el periodo del Plan no son pagados a los beneficiarios, pues no adquieren la condición de accionistas de la Sociedad hasta que se produzca la liquidación efectiva del Plan.

Estimaciones y juicios significativos

- El Grupo Enagás periodifica la estimación del valor razonable de los instrumentos de patrimonio concedidos durante el periodo de vigencia del mismo (siendo éste desde el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018) más el período de permanencia de aproximadamente cuatro meses para su abono íntegro.
- En el caso del componente del plan liquidable en acciones, el Grupo Enagás periodifica la estimación del valor razonable del importe liquidable en metálico durante el periodo de vigencia del mismo (siendo éste desde el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018) más el período de permanencia de aproximadamente cuatro meses para su abono íntegro.
- A 31 de diciembre de 2017, la hipótesis global de grado de cumplimiento de objetivos utilizada en la estimación es de un cumplimiento del 100% de todos los objetivos.

Retribuciones percibidas	Sueldos	Dietas	Otros conceptos	Planes de pensiones	Primas de seguros
Ejercicio 2017					
Consejo de Administración	2.215	1.844	161	-	21
Alta Dirección	3.162	-	128	65	21
Total	5.377	1.844	289	65	42
Ejercicio 2016					
Consejo de Administración	2.121	1.630	206	-	111
Alta Dirección	2.738	-	137	62	61
Total	4.859	1.630	343	62	172

Las remuneraciones de los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al Consejo y las correspondientes al Presidente y al Consejero Delegado por el ejercicio de sus funciones ejecutivas durante el ejercicio 2017 han sido las aprobadas en detalle por la Junta General de Accionistas celebrada el 18 de marzo de 2017 como parte de la "Política de remuneraciones de los Consejeros para los ejercicios 2016, 2017 y 2018" a su vez aprobada como punto 7º del Orden del día.

Los dos Consejeros ejecutivos son beneficiarios del Incentivo a largo plazo 2016-2018 aprobado por la Junta General el 18 de marzo de 2016 como punto 8º de su Orden del día. Por la Junta se asignó a los mismos un total de 97.455 derechos sobre acciones. Dichos derechos no suponen de momento adquisición de acciones hasta la terminación del programa y el incentivo final dependerá del grado de consecución de los objetivos del programa.

El número de miembros de la Alta Dirección se incrementó con la incorporación de un nuevo miembro con efectos 1 de octubre de 2017.

Los miembros de la Alta Dirección (miembros del Comité de Dirección) son igualmente beneficiarios del Incentivo a largo plazo 2016-2018. En los términos aprobados por la Junta, el Consejo de Administración ha asignado a los mismos en conjunto un total de 99.433 derechos sobre acciones y un incentivo objetivo en metálico por importe de 903 miles de euros. Dichos derechos no suponen de momento adquisición de acciones ni percepción de cantidad alguna hasta la terminación del programa y el incentivo final dependerá del grado de consecución de los objetivos del programa.

Los Consejeros Ejecutivos y la Alta Dirección forman parte del colectivo asegurado por el seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones. De la prima satisfecha en 2017 corresponden a los Consejeros Ejecutivos 419 miles de euros y a la Alta Dirección 708 miles de euros.

Las retribuciones mencionadas distribuidas por cada uno de los miembros del Consejo de Administración, sin tener en cuenta la prima de seguros, han sido las siguientes:

	2017	2016
D. Antonio Llardén Carratalá, (Consejero Ejecutivo) ⁽¹⁾	1.793	1.839
D. Marcelino Oreja Arburúa (Consejero Delegado) ⁽²⁾	818	693
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Consejero Dominical) ⁽⁴⁾	140	127
D. Luis García del Río (Consejero Independiente) ^{(3) (4)}	98	-
D. Ramón Pérez Simarro (Consejero Independiente) ^{(3) (4)}	37	126
D. Martí Parellada Sabata (Consejero Externo) ⁽⁴⁾	148	142
D. Luis Javier Navarro Vigil (Consejero Externo) ⁽⁴⁾	144	126
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega (Consejero dominical) ⁽⁴⁾	144	126
D ^a Rosa Rodríguez Díaz (Consejera Independiente) ⁽⁴⁾	144	127
D ^a Ana Palacio Vallelersundi (Consejera Independiente Coordinadora) ⁽⁴⁾	166	133
D ^a Isabel Tocino Biscalorasaga (Consejera Independiente) ⁽⁴⁾	157	139
D. Antonio Hernández Mancha (Consejero independiente) ⁽⁴⁾	144	126
D. Luis Valero Artola (Consejero independiente) ⁽⁴⁾	144	127
D. Gonzalo Solana González (Consejero independiente) ⁽⁴⁾	144	127
Total	4.221	3.958

(1) La retribución del Presidente Ejecutivo para el ejercicio 2017 fue aprobada en detalle por la Junta General de Accionistas el 18 de marzo de 2016 como parte de la "Política de remuneraciones de los Consejeros para los ejercicios 2016, 2017 y 2018". Durante el ejercicio 2017, el Presidente Ejecutivo percibió una retribución fija de 1.000 miles de euros y una retribución variable de 540 miles de euros; asimismo, percibió remuneración por pertenencia al Consejo por importe de 117 miles de euros, así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 135 miles de euros (las variaciones en la retribución en especie respecto de ejercicios anteriores se debe exclusivamente a diferencias de valoración en dicha retribución sin que haya percibido remuneración en especie por nuevos conceptos), sumando todo ello 1.793 miles de euros. También dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 20 miles de euros. El Grupo ha externalizado compromisos de pensiones con sus Directivos mediante un contrato de seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones que incluye prestaciones en casos de supervivencia, fallecimiento e incapacidad laboral. El Presidente Ejecutivo forma parte del colectivo asegurado por este seguro, y de la prima total satisfecha por el mismo durante el ejercicio corresponde al Presidente Ejecutivo la cantidad de 252 miles de euros. El Presidente ejecutivo es beneficiario del Incentivo a largo plazo 2016-2018 aprobado por la Junta general el 18 de marzo de 2016 como punto 8º de su Orden del día, y por la Junta se le asignaron un total de 69.711 performance shares o derechos sobre acciones. Dichos derechos no suponen de momento adquisición de acciones hasta la terminación del programa y el incentivo final dependerá del grado de consecución de los objetivos del programa.

(2) La retribución del Consejero Delegado para el ejercicio 2016 fue aprobada en detalle por la Junta General de Accionistas el 18 de marzo de 2016 como parte de la "Política de remuneraciones de los Consejeros para los ejercicios 2016, 2017 y 2018". Durante el ejercicio 2017 percibió una retribución fija de 460 miles de euros y una retribución variable de 215 miles de euros; asimismo, percibió remuneración por pertenencia al Consejo de Administración por importe de 117 miles de euros, así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 26 miles de euros (las variaciones en la retribución en especie respecto de ejercicios anteriores se debe exclusivamente a diferencias de valoración en dicha retribución sin que haya percibido remuneración en especie por nuevos conceptos), sumando todo ello 818 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 0,2 miles de euros. El Consejero Delegado forma parte del colectivo asegurado por el seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones y de la prima satisfecha en el ejercicio por este seguro corresponde al Consejero Delegado la cantidad de 167 miles de euros. El Consejero delegado es beneficiario del Incentivo a largo plazo 2016-2018 aprobado por la Junta general el 18 de marzo de 2016 como punto 8º de su Orden del día, y por la Junta se le asignaron un total de 27.744 performance shares o derechos sobre acciones. Dichos derechos no suponen de momento adquisición de acciones hasta la terminación del programa y el incentivo final dependerá del grado de consecución de los objetivos del programa.

(3) El 31 de marzo de 2017, D. Ramón Pérez Simarro cesó como Consejero y D. Luis García del Río paso a cubrir su vacante.

(4) La retribución de estos Consejeros por su pertenencia al Consejo y a sus Comisiones fue aprobada en detalle por la Junta General de Accionistas el 18 de marzo de 2016 como parte de la "Política de remuneraciones de los Consejeros para los ejercicios 2016, 2017 y 2018".

Pagos basados en acciones

El 18 de marzo de 2016 la Junta General de Accionistas de Enagás, S.A. aprobó el Plan de Incentivo a Largo Plazo ("ILP"), dirigido a los consejeros ejecutivos y a los miembros del equipo directivo de la Sociedad y de su grupo de sociedades, con el objetivo de alcanzar su grado máximo de motivación y fidelización, así como promover los buenos resultados del Grupo Enagás, alineando sus intereses con el valor a largo plazo de los accionistas.

El Plan consiste en un incentivo extraordinario, plurianual y mixto, que permitirá a los beneficiarios del mismo percibir, transcurrido un determinado periodo de tiempo, un incentivo pagadero (i) en acciones de Enagás, S.A. y (ii) en metálico, siempre que se cumplan unos determinados objetivos estratégicos del Grupo Enagás.

En cuanto a la parte a abonar en acciones, el número total máximo a entregar será de 307.643 acciones. Respecto del incentivo en metálico, el Plan prevé una estimación de pago de un máximo de aproximadamente 2,5 millones de euros para el caso de un supuesto de cumplimiento máximo de los objetivos considerados al 100%.

La parte liquidable mediante acciones de Enagás, S.A. devengada en 2017 está incluida en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, bajo el epígrafe "Gastos de Personal", por un importe de 2.206 miles de euros (1.959 miles de euros en 2016), con abono al epígrafe "Otros instrumentos de Patrimonio Neto" del Patrimonio Neto Consolidado a 31 de diciembre de 2017.

Asimismo, y por la parte del incentivo en metálico, el Grupo Enagás ha registrado la prestación de servicios correspondiente a este incentivo como un gasto de personal por un importe de 877 miles de euros (800 miles de euros a 31 de diciembre de 2016) con abono al epígrafe "Provisiones" del pasivo no corriente del balance consolidado al 31 de diciembre de 2017.

A 31 de diciembre de 2017, la hipótesis global de grado de cumplimiento de objetivos utilizada en la estimación es de un cumplimiento del 100% de todos los objetivos.

4.5 Otra información referente al Consejo de Administración

La información incluida a continuación requerida en el artículo 229 y siguientes de la Ley de Sociedades de Capital se ha preparado considerando que son sociedades con análogo o complementario género de actividad al de Enagás las dedicadas a las actividades de transporte, regasificación, distribución o comercialización de gas natural reguladas por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

Las participaciones en el capital de las sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad comunicadas al Grupo por los Consejeros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

Consejero	Sociedad	Nº Acciones	% Participación
Ejercicio 2017			
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	17	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	Iberdrola	3.851	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega ⁽¹⁾	Iberdrola	8.508	0,00%

(1) A través de la sociedad Inversores Asfis, de la que es Administrador Solidario, con una participación del 60%.

Consejero	Sociedad	Nº Acciones	% Participación
Ejercicio 2016			
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	17	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	Iberdrola	3.851	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega ⁽¹⁾	Iberdrola	8.508	0,00%

(1) A través de la sociedad Inversores Asfis, de la que es Administrador Solidario, con una participación del 60%.

Los cargos o funciones que ocupan Consejeros del Grupo en otras sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas a Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

Consejero	Sociedad	Cargos
Ejercicio 2017		
Luis Javier Navarro Vigil	TLA, S. de R.L. de C.V.	Consejero
Luis Javier Navarro Vigil	TLA Servicios, S. de R.L. de C.V..	Consejero
Marcelino Oreja Arburúa	Mibgas Derivatives, S.A.	Consejero
Marcelino Oreja Arburúa	MIBGAS	Consejero
Ejercicio 2016		
Luis Javier Navarro Vigil	TLA, S. de R.L. de C.V.	Consejero
Luis Javier Navarro Vigil	TLA Servicios, S. de R.L. de C.V..	Consejero
Marcelino Oreja Arburúa	MIBGAS	Consejero

No hay actividades de la misma naturaleza, análogas o complementarias a aquellas realizadas por Enagás que sean desempeñadas por los Consejeros de ésta, ya sea por cuenta propia o ajena, no comprendidas en el apartado anterior.

Al cierre del ejercicio 2017 ni los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad ni las personas vinculadas a los mismos, según se define en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, han comunicado a los demás miembros del Consejo de Administración situación alguna de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad.

4.6 Otra Información

a) Información sobre medio ambiente

El Grupo Enagás desarrolla las actividades de protección del entorno y la biodiversidad, la mejora de la eficiencia energética, la reducción de emisiones y el consumo responsable de recursos, dentro de la gestión ambiental para la mitigación del impacto de sus actividades en el entorno.

El Grupo ha integrado la protección del Medio Ambiente dentro de la política y programas estratégicos de la Compañía a través de la implantación de un Sistema de Gestión Ambiental desarrollado y certificado por LLOYD'S, conforme a los requisitos de la norma UNE EN ISO 14001, que garantiza el cumplimiento de la legislación ambiental aplicable y la mejora continua de su comportamiento ambiental en las actividades de las plantas de almacenamiento y regasificación de GNL de Barcelona, Cartagena, Huelva y Quintero (Chile), los almacenamiento subterráneos de Serrablo, Gaviota y Yela, las instalaciones de la Red Básica de Gasoductos, la Sede de Olmos, el Laboratorio de Zaragoza y la Gestión de Proyectos de desarrollo de Nuevas Infraestructuras.

En el año 2017, las empresa certificadoras LLOYD'S (SGS – Quintero) han emitido el correspondiente informe de auditoría del Sistema de Gestión Ambiental con resultados favorables y concluyendo que el Sistema tiene un grado de desarrollo y madurez que asegura la mejora continua de la Compañía en este campo.

El Grupo Enagás realiza un esfuerzo continuo para identificar, caracterizar y minimizar el impacto ambiental de sus actividades e instalaciones, evaluando los riesgos y potenciando la ecoeficiencia, la gestión responsable de residuos y vertidos y minimizando el impacto en materia de emisiones y cambio climático.

Asimismo, el Grupo incorpora criterios ambientales en su relación con proveedores y contratistas, así como en la toma de decisiones sobre adjudicaciones de contratos de prestación de servicios y productos.

Durante el ejercicio 2017, se han realizado actuaciones ambientales por importe de 5.288 miles de euros como inversiones en el activo del Balance de Situación (11.084 miles de euros en el ejercicio 2016). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por la compañía han ascendido en el ejercicio 2017 a 2.422 miles de euros registrados en el epígrafe "Otros gastos de explotación" (1.853 miles de euros en el ejercicio 2016).

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

En el año 2017 el Grupo no se ha beneficiado de ningún incentivo fiscal como consecuencia de actividades relacionadas con el medio ambiente.

b) Derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Algunas instalaciones del Grupo Enagás se encuentran incluidas en el ámbito de la Ley 1/2006, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

El Consejo de Ministros de 15 de noviembre de 2013 aprobó la asignación final gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instituciones sujetas al régimen del comercio de derechos de emisión para el período 2013-2020, entre las que se incluyen instalaciones de Enagás Transporte, S.A.U.

El total de derechos asignados al Grupo Enagás, de forma definitiva y gratuita correspondientes a sus instalaciones asciende 985.915 derechos para el período 2013-2020, correspondiendo 53.811 al año 2017 y 90.224 al año 2016.

Dentro del Grupo, los derechos asignados para el ejercicio 2017 y 2016, fueron valorados a 6,11 euros/derecho y 8,04 euros/derecho respectivamente, precio spot del primer día hábil del año 2017 y 2016 del RWE Trading GmbH, lo que supone unas altas del ejercicio de 329 miles de euros (639 miles de euros en el ejercicio 2016).

El Grupo Enagás ha consumido 154.647 derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante el ejercicio 2017 y 133.878 derechos consumidos durante el ejercicio 2016.

El Grupo Enagás durante el ejercicio 2017, no ha procedido a negociar ningún contrato a futuro relativo a derechos de emisión de gases de efecto invernadero, ni existen contingencias relacionadas con sanciones o medidas de carácter provisional en los términos que establece la Ley 1/2005.

c) Honorarios auditores

En "Otros gastos generales de explotación" se recogen los honorarios relativos a los servicios de auditoría de cuentas y a otros servicios prestados por el auditor del Grupo, Ernst & Young, S.L., o por una empresa del mismo grupo o vinculada con el auditor, los cuales han sido los siguientes:

Categorías	2017		2016	
	Servicios prestados por el auditor de cuentas y por empresas vinculadas	Servicios prestados por otros auditores del Grupo	Servicios prestados por el auditor de cuentas y por empresas vinculadas	Servicios prestados por otros auditores del Grupo
Servicios de auditoría ⁽¹⁾	1.259	95	712	89
Otros servicios de verificación ⁽²⁾	229	-	239	-
Total servicios de auditoría y relacionados	1.488	95	951	89
Otros servicios prestados ⁽³⁾	-	-	140	-
Total otros servicios profesionales	-	-	140	-
Total servicios profesionales	1.488	95	1.091	89

(1) Servicios de Auditoría: Dentro de este apartado, se incluyen los servicios prestados para la realización de las auditorías estatutarias de las Cuentas anuales del Grupo y los trabajos de revisión limitada de los Estados Financieros Consolidados Intermedios y Trimestrales así como la Certificación del Sistema de Control de la Información Financiera (SCIF). A efectos comparativos, en el 2017 se ha incluido los honorarios correspondientes a GNL Quintero.

(2) Otros servicios de verificación relacionados con auditoría: Se han incluido en este capítulo los trabajos relacionados con el Informe Anual de Gobierno Corporativo, la revisión de la información no financiera incluida en el Informe Anual, los Informes de auditoría para la emisión de las Comfort letter, así como la emisión de un Informe de Procedimientos acordados trimestral sobre las Medidas Alternativas de Rendimiento.

(3) Otros servicios profesionales prestados: Bajo este epígrafe se agrupan otros servicios profesionales prestados por el auditor, calificados como servicios permitidos de acuerdo con la Ley 22/2015.

4.7 Información por segmentos

Políticas contables

Criterios de segmentación

- La información por segmentos se estructura en función de las distintas líneas de negocio del Grupo que se describen en la Nota 1.1.

El Grupo identifica sus segmentos operativos en base a los informes internos sobre los componentes del Grupo que son base de revisión, discusión y evaluación regular en el proceso de toma de decisiones.

a) Segmentos principales de negocio

Actividades reguladas – Actividad de Infraestructuras

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

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

gaseoso. El gas natural se inyecta en los gasoductos para ser transportado por toda la Península.

Almacenamiento de gas: El Grupo Enagás opera los siguientes almacenamientos subterráneos: Serrablo (situado entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo - Huesca), Gaviota (almacenamiento off-shore, situado cerca de Bermeo - Vizcaya) y Yela (Guadalajara).

Actividades reguladas - Actividad de Gestor Técnico del Sistema

El Grupo Enagás como Gestor Técnico del Sistema, continuó durante el año 2017 el desarrollo de las funciones encomendadas en el R.D. 6/2000 de 23 de junio y en el R.D. 949/2001 de 3 de agosto, con el objeto de garantizar la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

Actividades no reguladas

Todas las actividades no reguladas, así como las transacciones relacionadas con las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, excepto las correspondientes a BBG, Saggas, MIBGAS e Iniciativas del Gas, S.L.

Las actividades anteriores podrán ser realizadas por Enagás, S.A., por sí, o por medio de sociedades de idéntico o análogo objeto en que participe y siempre dentro del alcance y con los límites establecidos en la legislación aplicable en materia de Hidrocarburos. De conformidad con la legislación, las actividades de transporte y de gestión técnica del sistema que tengan el carácter de reguladas deben ser realizadas por medio de dos sociedades filiales en las que ostente la totalidad

del capital social (Enagás Transporte, S.A.U. y Enagás GTS, S.A.U., respectivamente).

La estructura de esta información está diseñada como si cada línea de negocio se tratara de un

negocio autónomo y dispusiera de recursos propios independientes que se distribuyen en función de los activos asignados a cada línea conforme a un sistema interno de distribución porcentual de costes.

Cuenta de pérdidas y ganancias	Infraestructuras		Gestión Técnica Sistema		Actividades No-Reguladas ⁽³⁾		Ajustes ⁽¹⁾		Total Grupo	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos de explotación										
Terceros	1.170.280	1.173.615	23.984	23.966	179.640	2.381	-	-	1.373.904	1.199.962
Grupo	8.489	8.967	1.890	1.672	66.763	78.990	(66.472)	(72.075)	10.670	17.553
Dotaciones para la amortización del inmovilizado	(245.993)	(251.054)	(8.642)	(9.688)	(64.611)	(10.919)	153	145	(319.093)	(271.516)
Resultado de Explotación ⁽⁴⁾	644.740	673.172	(765)	(824)	81.292	(19.957)	6.805	(669)	732.072	651.722
Ingresos Financieros	16.456	1.937	-	10	522.176	432.821	(436.256)	(420.511)	102.376	14.257
Gastos Financieros	(51.102)	(53.321)	(276)	(97)	(181.050)	(118.237)	46.256	50.512	(186.172)	(121.143)
Impuesto sobre beneficios	(148.144)	(148.823)	330	234	21.648	28.267	76	165	(126.090)	(120.157)
Resultado después de Impuestos	461.117	468.270	(711)	(677)	413.550	320.133	(383.119)	(370.504)	490.837	417.222

Balance de situación	Infraestructuras		Gestión Técnica Sistema		Actividades No-Reguladas		Ajustes ⁽¹⁾		Total Grupo	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Total Activo	5.821.771	6.887.426	71.174	59.092	8.419.727	8.105.135	(4.740.036)	(5.870.745)	9.572.636	9.180.908
Adquisiciones de Inmovilizado	34.347	71.584	5.755	8.993	12.729	9.789	(420)	(814)	52.411	89.552
Pasivos no corrientes ⁽²⁾	437.016	454.658	(1.239)	(1.180)	268.916	5.875	1.206	1.634	705.899	460.987
Pasivos por impuesto diferido	221.036	239.204	(1.725)	(1.735)	264.639	(8.691)	1.206	1.634	485.156	230.412
Provisiones	173.641	169.246	486	555	4.277	14.566	-	-	178.404	184.367
Otros pasivos no corrientes	42.339	46.208	-	-	-	-	-	-	42.339	46.208
Pasivos corrientes ⁽²⁾	668.295	1.039.621	43.279	31.853	60.502	45.390	(565.172)	(952.985)	206.904	163.879
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	668.295	1.039.621	43.279	31.853	60.502	45.390	(565.172)	(952.985)	206.904	163.879

1) Dentro de la columna "Ajustes" se incluyen las eliminaciones de transacciones intercompañías (prestaciones de servicios y créditos concedidos) así como la eliminación de la Inversión-Fondos Propios.

2) No se incluyen pasivos financieros.

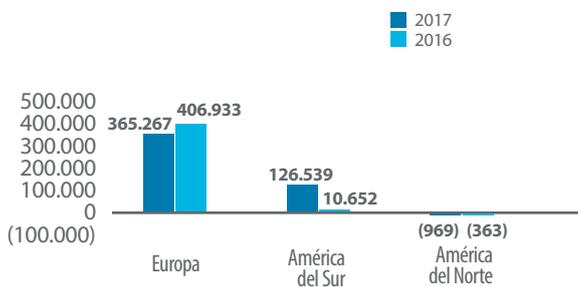
3) Desde el 1 de enero de 2017, GNL Quintero, S.A. pasa a considerarse por integración global.

4) La Cuenta de Resultados Consolidada a 31 de diciembre de 2016, ha sido reexpresada, en aplicación del cambio de presentación descrito en la Nota 1.2 de los presentes Estados Financieros Consolidados.

b) Segmentos según información geográfica

La mayoría de las sociedades que el Grupo Enagás posee fuera de Europa han pasado a integrarse por el método de la participación, presentándose así sus gastos e ingresos correspondientes en el epígrafe de "Resultado de entidades valoradas por el método de la puesta en equivalencia" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada. En base a esto, la información relativa a mercados geográficos se hace a partir de la cifra de resultado neto.

La distribución del resultado correspondiente a los ejercicios 2017 y 2016 distribuida por mercados geográficos es la siguiente:



4.8 Existencias

Tal y como queda establecido en la Orden IET/2736/2015 de 17 de diciembre: "A partir del 1 de octubre de 2016 la cantidad de gas de maniobra es cero." A 31 de diciembre de 2015 el Grupo Enagás, como Gestor Técnico del Sistema, mantenía el control de aproximadamente 755 GWh de Gas de Maniobra necesario para posibilitar la operación del sistema gasista tal y como establecía la Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre. Este gas no estaba reflejado en los estados financieros por ser un gas a disposición del Sistema, no propiedad del Grupo Enagás.

4.9 Hechos posteriores

Desde el 1 de enero de 2018, hasta la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas, no se ha producido ningún hecho que afecte de forma significativa a los resultados del Grupo o a la situación patrimonial del mismo.

Anexo I. Sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2017

Sociedades dependientes	País	Actividad	% participación y de Derechos de Voto controlados por el Grupo Enagás	Importe del Capital Social en moneda funcional
Enagás Transporte, S.A.U.	España	Regasificación, almacenamiento y transporte de Gas	100,00%	532.089.120 Euros
Enagás GTS, S.A.U.	España	Gestión Técnica del Sistema gasista	100,00%	5.914.451 Euros
Enagás Internacional, S.L.U.	España	Holding	100,00%	125.659.767 Dólares
Enagás Financiaciones, S.A.U.	España	Gestión Financiera	100,00%	890.000 Euros
Enagás Transporte del Norte S.L.	España	Transporte de Gas	90,00%	38.501.045 Euros
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	España	Regasificación y almacenamiento de Gas	100,00%	900.000 Euros
Enagás Chile, S.P.A.	Chile	Holding	100,00%	383.530.442 Dólares
Enagás México, S.A.	México	Holding	100,00%	2.696.486 Dólares
Enagás Perú, S.A.C.	Perú	Holding	100,00%	7.154.428 Dólares
Enagás USA, LLC	Estados Unidos	Holding	100,00%	1.450.000 Dólares
Infraestructuras de Gas, S.A.	España	Holding	85,00%	340.000 Euros
Enagás Emprende, S.L.	España	Holding	100,00%	600.000 Euros
Terminal Bahía de Quintero, SpA.	Chile	Holding	51,90%	5.200 Dólares
Efficiency for LNG Applications, S.L.	España	Desarrollo de proyectos industriales y actividades relacionadas con terminales de GNL	92,00%	90.000 Euros
Scale Gas Solutions, S.L.	España		90,00%	64.920 Euros
GNL Quintero, S.A.	Chile	Recepción, descarga, almacenamiento y regasificación de GNL	45,40%	114.057.777 Dólares
Terminal de Valparaíso, S.A.	Chile	Holding	100,00%	347.615.214 Dólares
Gas to Move Transport Solutions, S.L.	España	Desarrollo de proyectos industriales y actividades relacionadas con terminales de GNL	82,00%	99.000 Euros

Anexo II. Negocios conjuntos, operaciones conjuntas y asociadas

Sociedad	País	Actividad	% Derechos de Voto controlados por el grupo Enagás	Miles de euros ⁽¹⁾		Valor Neto libros en Moneda funcional			
				Valor Neto en libros	Dividendos recibidos	Miles de euros	Miles de dólares	Miles de coronas suecas	
Operaciones conjuntas									
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	España	Transporte de Gas	66,96%	66,96%	15.183	12.363	15.183	-	-
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	Transporte de Gas	51,00%	51,00%	5.392	7.662	5.392	-	-
Negocios conjuntos									
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	España	Almacenamiento y regasificación	50,00%	50,00%	54.884	4.000	54.884	-	-
Subgrupo Altamira LNG, C.V. (3)	Holanda (4) / México	Holding/ Regasificación	40,00%	40,00%	46.878	3.248	-	52.423	-
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	México	Transporte de Gas	50,00%	50,00%	14.576	-	-	16.205	-
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	México	Ingeniería y construcción	50,00%	50,00%	3	3.578	-	4	-
EC Soto La Marina SAPI de CV	México	Compresión de Gas Natural	50,00%	50,00%	9.933	-	9.934	-	-
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	México	Ingeniería y construcción	50,00%	50,00%	2	-	-	2	-
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	Perú	Operación y mantenimiento	51,00%	51,00%	20.605	-	-	23.995	-
Tecgas, Inc.	Canadá	Holding	51,00%	51,00%	1.120	-	-	1.191	-
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	México	Operación y mantenimiento	50,00%	50,00%	1	-	-	2	-
Morelos O&M, S.A.P.I. de CV	México	Operación y mantenimiento	50,00%	50,00%	36	-	-	39	-
Subgrupo Swedegas (4)	Suecia	Transporte de Gas	50,00%	50,00%	86.665	7.540	-	-	98.447
Iniciativas de Gas, S.L. (5)	España	Holding	60,00%	60,00%	46.648	-	46.648	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (5)	España	Almacenamiento y regasificación	72,50%	72,50%	1.500	19.575	1.500	-	-
Vira Gas, SL	España	Desarrollo y comercialización de actividades tecnológicas	49,00%	49,00%	209	-	209	-	-
Entidades asociadas									
Transportadora de gas del Perú, S.A.	Perú	Transporte de Gas	28,94%	28,94%	487.451	74.926	-	629.450	-
Trans Adriatic Pipeline, A.G. (2 y 3)	Suiza (2 y 3)	Transporte de Gas	16,00%	16,00%	148.803	-	179.784	-	-
Mibgas Derivatives, S.A.	España	Operación del mercado organizado de gas	28,34%	28,34%	432	-	432	-	-
Mibgas, S.A.	España	Operación del mercado organizado de gas	13,34%	13,34%	417	-	417	-	-

1) Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda del grupo, el euro (Nota 1.3), el "valor neto en libros" de la inversión financiera se muestra a euros históricos e incluye los costes de adquisición activados. Los euros correspondientes a los "dividendos recibidos" están convertidos al tipo de cambio correspondiente al momento de la transacción.

(2) Esta sociedad cuenta con tres establecimientos permanentes en Grecia, Italia y Albania.

(3) Ambas sociedades están participadas junto con otros socios industriales internacionales. Su actividad consiste en el desarrollo y operación de proyectos de infraestructura, como son el caso de la planta de regasificación ya en operación de Altamira y el proyecto de gasoducto trans-adriático de TAP (declarado Project of Common Interest de la Unión Europea).

(4) El grupo ostenta sobre la sociedad sueca Knubbsäl Topholding AB el 50% de la participación conjuntamente con Fluxys Europe BV. Esta sociedad es a su vez titular indirecto del 100% de las participaciones de Swedegas AB, operadora del sistema gasista sueco.

(5) La sociedad Planta de Regasificación de Sagunto Gas, S.A. es participada por Iniciativas de Gas, S.L. por un 50% y por Infraestructuras de Gas, S.L. por el otro 50%. Ambas sociedades son participadas a su vez por el Grupo Enagás en un 60% y 85% respectivamente. Por lo tanto, la participación indirecta del Grupo Enagás sobre Planta de Regasificación de Sagunto Gas, S.A. asciende a un 72,5%. La distribución del dividendo es realizada por Planta de Regasificación de Sagunto Gas, S.A.

Magnitudes de Balance 2017

Sociedad	Miles de euros								
	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾⁽²⁾								
	Activo			Patrimonio		Pasivo			
	L/P	C/P		Otros resultados integrales	Resto Patrimonio	L/P		C/P	
		Efectivo y equivalentes	Resto activo CP			Pasivo financieros	Resto Pasivos	Pasivos financieros	Resto pasivos
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	22.876	17.252	5.271		37.885	-	-	-	7.514
Gasoducto de Extremadura, S.A.	10.279	8.511	3.463	-	19.287	-	-	-	2.966
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	239.584	27.664	15.049	(4.711)	77.770	164.712	23.814	15.201	5.510
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	299.098	11.449	15.404	170	153.806	67.264	62.216	33.140	9.356
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	269.821	21.564	45.254	(2.434)	24.497	132.697	63.079	5.250	113.549
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	(42)	3.615	30.610	-	23.913	-	-	-	10.271
EC Soto La Marina SAPI de CV	75.364	3.227	2.495	-	12.128	-	2.826	55.270	10.862
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	-	41	11.365	-	(2.031)	-	-	42	13.395
Transportadora de gas del Perú, S.A.	1.157.739	104.751	73.785	-	293.265	881.771	101.074	7.927	52.237
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	2.758.971	44.133	62.072	(1.818)	661.414	1.863.105	61.811	-	280.664
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	1.669	9.131	14.347	-	5.888	-	-	-	19.259
Vira Gas, S.L.	251	102	142	-	392	-	-	-	104
Tecgas, Inc.	-	43	-	-	43	-	-	-	-
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	2.229	174	711	-	159	2.215	-	1	739
Morelos O&M, S.A.P.I de CV	142	735	111	-	199	-	-	-	789
Subgrupo Swedegas	637.365	16.460	9.147	(7.693)	155.440	395.955	112.513	-	6.757
Iniciativas de Gas, S.L.	986	631	-	-	1.611	-	-	-	6
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	302.392	22.572	37.658	(5.950)	60.102	252.343	25.830	25.546	4.750
Mibgas, S.A.	776	1.732	33.613	-	3.347	-	-	31.715	1.060

(1) Datos al 100% de las sociedades individuales según NIIF y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los Estados Financieros.

(2) Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda del grupo, el euro (Nota 1.3), las magnitudes de balance se han convertido a tipo de cambio de cierre del ejercicio.

Magnitudes de Cuenta de Pérdidas y Ganancias 2017

Sociedad	Miles de euros						
	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾⁽²⁾						
	Cuenta de Resultados						
	INCN	Amortización	Ingresos por intereses	Gastos por intereses	IS	Otros gastos e ingresos	Resultado Neto
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	39.602	(7.251)	-	-	(6.241)	(7.296)	18.813
Gasoducto de Extremadura, S.A.	26.129	(3.185)	-	-	(4.209)	(6.007)	12.728
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	55.893	(13.969)	141	(9.320)	(5.136)	(17.008)	13.209
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	67.969	(13.223)	89	(4.724)	(11.631)	(15.172)	23.307
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	36.559	(13.103)	-	(11.692)	4.738	(13.111)	3.391
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	15.753	-	-	-	(4.133)	(970)	10.650
EC Soto La Marina SAPI de CV	11.588	(5.436)	1.319	(3.691)	2.701	20.667	27.148
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	-	-	864	(193)	(3.200)	10.444	7.914
Transportadora de gas del Perú, S.A.	598.653	(84.466)	638	(62.884)	(82.879)	(181.470)	187.591
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	-	640	8	(297)	(3.202)	24.928	22.077
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	104.116	(630)	39	-	(1.029)	(100.343)	2.153
Tecgas, Inc.	-	-	-	-	-	N.D.	N.D.
EC Soto la Marina O&M S.A.P.I. de C.V.	2.592	-	-	(13)	(31)	(2.481)	67
Morelos O&M, S.A.P.I de C.V.	2.356	(8)	-	-	(147)	(2.074)	126
Subgrupo Swedegas	42.631	(13.658)	-	(9.886)	(846)	(15.522)	2.718
Iniciativas de Gas, S.L.	-	-	13.500	-	-	(70)	13.430
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	77.017	(21.108)	388	(12.586)	(5.853)	(20.010)	17.849
Vira Gas, S.L.	134.345	-	-	-	-	(126.063)	8.282
Mibgas, S.A.	4.113	(45)	-	-	(117)	(3.801)	150

(1) Datos al 100% de las sociedades individuales según NIIF y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los Estados Financieros.

(2) Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda del grupo, el euro (Nota 1.3), las magnitudes de la cuenta de resultados se han convertido a tipo de cambio de medio acumulado del ejercicio.

Magnitudes de Balance 2016

Sociedad Miles de euros	Miles de euros								
	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾⁽²⁾								
	Activo			Patrimonio		Pasivo			
	L/P	C/P		Otros resultados integrales	Resto Patrimonio	L/P		C/P	
Efectivo y equivalentes		Resto activo CP	Pasivo financieros			Resto Pasivos	Pasivos financieros	Resto pasivos	
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	29.035	25.764	4.175		41.371	-	-	-	17.603
Gasoducto de Extremadura, S.A.	12.344	15.684	2.356	-	23.554	-	-	-	6.830
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	249.973	25.182	11.213	(5.294)	67.565	179.336	24.235	15.087	5.439
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	351.220	4.786	22.470	(389)	157.446	102.796	5.186	25.690	87.747
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	301.859	11.571	16.019	(3.480)	25.822	212.553	-	13.889	80.665
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	2	11.396	27.762	-	26.001	-	-	-	13.159
GNL Quintero, S.A.	878.996	243.093	23.381	(77.490)	108.387	1.018.417	62.564	20.100	13.492
Terminal de Valparaíso, S.A.	328.971	64	8	-	329.028	-	-	-	15
EC Soto La Marina SAPI de CV	88.061	3.103	3.254	-	(11.424)	65.043	1.484	6	39.309
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	2.555	5	13.523	-	(10.752)	-	-	46	26.789
Transportadora de gas del Perú, S.A.	1.397.012	81.841	97.136	-	410.892	1.000.355	115.130	8.472	41.140
Gasoducto Sur Peruano, S.A.	2.435.719	46.263	24.201	-	605.602	819.002	-	-	1.081.579
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	1.602.261	46.136	72.835	(1.818)	357.281	1.066.968	17.693	-	281.108
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	2.052	15.179	10.604	-	4.112	-	-	-	23.723
Tecgas, Inc.	-	43	-	-	43	-	-	-	-
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	46	18	697	-	112	-	-	-	649
Morelos O&M, S.A.P.I. de CV	170	531	172	-	90	-	-	-	783
Subgrupo Swedegas	667.530	15.358	13.181	(10.364)	172.344	409.596	116.906	-	7.587
Iniciativas de Gas, S.L.	986	13	679	-	1.678	-	-	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	324.855	40.340	32.722	(7.258)	69.277	273.503	26.813	29.412	6.170
Vira Gas, S.L.	249	78	53	-	383	-	-	-	(3)
Mibgas, S.A.	909	2.344	7.386	-	3.220	-	-	7.059	360

(1) Datos al 100% de las sociedades individuales según NIIF y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los Estados Financieros.

(2) Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda del grupo, el euro (Nota 1.3), las magnitudes de balance se han convertido a tipo de cambio de cierre del ejercicio

Magnitudes de Cuenta de Pérdidas y Ganancias 2016

Sociedad	Miles de euros						
	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾⁽²⁾						
	Cuenta de Resultados						
	INCN	Amortización	Ingresos por intereses	Gastos por intereses	IS	Otros gastos e ingresos	Resultado Neto
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	36.502	(7.380)	4	-	(5.092)	(8.758)	15.276
Gasoducto de Extremadura, S.A.	28.000	(3.303)	3	-	(4.643)	(6.128)	13.929
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	53.166	(14.178)	1	(9.007)	(4.256)	(15.372)	10.354
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	75.513	(14.515)	52	(5.480)	(14.382)	(20.270)	20.918
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	33.158	(11.957)	-	(12.754)	(1.784)	(6.321)	342
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	32.016	-	-	-	(7.064)	(11.412)	13.540
GNL Quintero, S.A.	170.145	(32.851)	455	(67.060)	(12.368)	(32.936)	25.385
Terminal de Valparaíso, S.A.	10.993	-	-	-	-	4	10.997
EC Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	11.463	(4.459)	-	(3.828)	192	(5.294)	(1.926)
EC Soto La Marina EPC S.A.P.I. de C.V.	-	-	-	-	(9.352)	(635)	(9.987)
Transportadora de gas del Perú, S.A.	563.424	(81.039)	245	(61.676)	(72.220)	(182.271)	166.463
Gasoducto Sur Peruano, S.A.	864.817	-	1.982	(51.398)	-	(1.183.185)	(367.784)
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	-	(649)	20	(181)	4.078	(25.795)	(22.527)
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	118.373	(586)	56	-	(1.160)	(114.866)	1.817
Tecgas, Inc.	-	-	-	-	-	(3.547)	(3.547)
EC Soto la Marina O&M S.A.P.I. de C.V.	3.631	-	-	-	(59)	(3.489)	83
Morelos O&M, S.A.P.I. de C.V.	1.532	(5)	-	-	2	(1.517)	12
Subgrupo Swedegas	50.148	(13.680)	-	(9.261)	(2.046)	(17.881)	7.280
Iniciativas de Gas, S.L.	-	-	-	-	-	(25)	(25)
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	101.193	(23.243)	-	(13.468)	(11.213)	(17.232)	36.037
Vira Gas, S.L.	-	-	-	-	5	(20)	(15)
Mibgas, S.A.	2.179	(20)	-	-	(56)	(1.934)	169

(1) Datos al 100% de las sociedades individuales según NIIF y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los Estados Financieros.

(2) Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda del grupo, el euro (Nota 1.3), las magnitudes de la cuenta de resultados se han convertido a tipo de cambio de medio acumulado del ejercicio.

Anexo III. Marco regulatorio

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

El marco retributivo de estas actividades que estaba vigente desde el año 2002, basado en la Ley de Hidrocarburos 34/1998, de 7 de octubre y en posteriores desarrollos publicados fue actualizado tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, convalidado por el Parlamento y posteriormente tramitado como ley, publicada finalmente como Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Los fundamentos del nuevo marco retributivo son los siguientes:

- Se establece el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, que será un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos del sistema gasista. En virtud del mismo, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. De esta manera se descarta definitivamente la posibilidad de acumulación de déficit.

Este principio se refuerza con el establecimiento de restricciones tasadas a la aparición de desajustes temporales anuales, estableciendo como mecanismo de corrección la obligación de revisión automática de los peajes y cánones que correspondan si se superan determinados umbrales. Los umbrales introducidos permiten una desviación provocada por circunstancias coyunturales o por la volatilidad de la demanda gasista, que, como tal, pueden revertirse en el siguiente período sin necesidad de una modificación de los peajes y cánones, al mismo tiempo que garantizan que no se puedan alcanzar niveles de desajuste que puedan poner en riesgo la estabilidad financiera del sistema.

Los desfases temporales que se produzcan desde la entrada en vigor del presente Real Decreto-ley, sin sobrepasar los citados umbrales, serán financiados por todos los sujetos del sistema de liquidación en función de los derechos de cobro que generen.

Este principio de sostenibilidad económica y financiera del mismo debe entenderse de forma que los ingresos generados por el uso de las instalaciones satisfagan la totalidad de los costes del sistema. En las metodologías retributivas reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y

bien gestionada bajo el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema.

- Se fijan periodos regulatorios de seis años para establecer la retribución de las actividades reguladas, dando estabilidad regulatoria a las mismas. El primer periodo regulatorio termina el 31 de diciembre de 2020. A partir del 1 de enero de 2021 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva y cada uno de ellos tendrá una duración de seis años.

Existe la posibilidad de realizar ajustes cada tres años de los parámetros retributivos del sistema, entre otros los valores unitarios de referencia por clientes y ventas, costes de operación y mantenimiento, factores de mejora de productividad, etc. en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes

- El sistema retributivo para las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento se establece bajo principios homogéneos adaptándose de forma general el valor neto del activo como base para el cálculo de la retribución a la inversión, asimismo se incorpora una retribución variable en función del gas vehiculado, regasificado o almacenado en función del tipo de activo y se elimina cualquier procedimiento de revisión automática de valores y parámetros retributivos en función de índices de precios.
- Déficit acumulado al 31 de diciembre de 2014. La cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista al 31 de diciembre de 2014 se determina en la liquidación definitiva de 2014. Los sujetos del sistema de liquidaciones tienen derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit acumulado en las liquidaciones correspondientes a los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado. Con fecha 1 de diciembre de 2017, Enagás Transporte, S.A.U. cedió los derechos de crédito del déficit acumulado al 31 de diciembre de 2014 (Nota 2.2).
- Con objeto de acotar la generación de más déficit, cuando el desajuste anual entre ingresos y costes supere el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio o cuando la suma del desajuste anual, más las anualidades reconocidas pendientes de amortizar, supere el 15% se procederá a incrementar los peajes y cánones de acceso del año siguiente al objeto de recuperar la cuantía que sobrepase dicho límite. En todo caso, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja.

- La retribución se compone de un término fijo por disponibilidad de la instalación y un término variable por continuidad de suministro. El término fijo de disponibilidad incluye los costes de operación y mantenimiento para cada año, la amortización y una retribución financiera calculada mediante la aplicación al valor neto anual de la inversión y de la tasa de retribución financiera que se determine para cada periodo regulatorio.

La inclusión del término variable de continuidad de suministro en la retribución de las instalaciones permite equilibrar los ingresos y los costes del sistema al vincular parte de dichos costes a la evolución de la demanda.

Este término es función de la variación total del consumo nacional de gas natural, excluyendo el suministro a través de plantas satélites, en el año de cálculo respecto al año anterior en el caso de las instalaciones de transporte, de la variación de demanda de gas regasificado en el conjunto de las plantas del sistema en el caso de las instalaciones de regasificación y de la variación del gas útil almacenado, a 1 de noviembre del año correspondiente e incluyendo la parte de gas colchón extraíble mecánicamente, en los almacenamientos en el caso de estos últimos.

La retribución por continuidad de suministro se reparte entre todas las instalaciones en función de la ponderación de su valor de reposición respecto al del conjunto de instalaciones de la actividad, calculándose dichos valores mediante la aplicación de los valores unitarios de inversión en vigor cada año.

Una vez finalizada la vida útil regulatoria de las instalaciones, y en aquellos casos en que el activo continúe en operación, se establece como retribución fija los costes de operación y mantenimiento incrementados por un coeficiente cuya cuantía depende del número de años en que la instalación supera la vida útil regulatoria, no devengándose cantidad alguna en concepto de retribución por inversión.

a.1) Coste fijo acreditado Retribución por Disponibilidad (RD)

Se determina de forma individual para cada uno de los activos en producción. Este parámetro retribuye los costes de inversión y los costes de explotación de los activos que operan en el sistema gasista.

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

- **Valor de los activos reconocidos.** Se mantienen los valores reconocidos a los activos en el anterior marco retributivo. Para las instalaciones puestas en servicio antes del año 2002 se calcula tomando como base el valor contable de los activos una vez considerada la actualización contable del año 1996 (Real Decreto-ley 7/1996), minorado por las subvenciones recibidas con la finalidad de financiar dichos activos, aplicando a esta diferencia un coeficiente de actualización anual

compuesto por la media corregida del Índice de Precios al Consumo y el Índice de Precios Industriales (IPRI).

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

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

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

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

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

En el nuevo marco se mantienen las vidas útiles de los activos, a excepción de los gasoductos que queda fijada en 40 años para todas las instalaciones, con independencia de su puesta en marcha.

- **Retribución financiera del valor de la inversión.** Se calcula aplicando una tasa de retribución financiera a los valores netos de los activos sin actualizar. Durante el primer periodo regulatorio, la tasa de retribución de los activos de transporte, regasificación, almacenamiento básico con derecho a retribución a cargo del sistema gasista será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses anteriores a la entrada en vigor de la norma incrementada con un diferencial que tomará el valor de 50 puntos básicos. Para el periodo regulatorio, la tasa de retribución financiera quedó fijada en el 5,09 % (valor que fue ratificado en la Ley 8/2015, de 21 de mayo).

- **Retribución para los activos totalmente amortizados** Una vez finalizada la vida útil regulatoria de cada elemento de inmovilizado, si el elemento continúa en operación, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión, amortización más retribución financiera será nula.

A cambio, la retribución por operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado "i" cada año "n", se verá incrementada. Así, el valor reconocido será el que le corresponda, multiplicado por un coeficiente de extensión de vida útil μ_{in} .

Este parámetro tomará los siguientes valores:

- Durante los cinco primeros años en que se haya superado la vida útil regulatoria: será de 1,15.
- Cuando haya superado su vida útil regulatoria entre 6 y 10 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $1,15+0,01(X-5)$.
- Cuando haya superado su vida útil regulatoria entre 11 y 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $1,20+0,02(X-10)$.
- Cuando haya superado su vida útil regulatoria en más de 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $1,30+0,03(X-15)$.

Donde «X» es el número de años que el elemento de inmovilizado ha superado su vida útil regulatoria. El parámetro μ no podrá tomar un valor superior a 2.

a.1.2. En líneas generales se mantiene el cálculo de la retribución por los costes de explotación de los activos de transporte, regasificación y de almacenamiento subterráneos. La única diferencia es la aplicación de los costes unitarios de operación y mantenimiento a todas las instalaciones de transporte, con independencia de su fecha de puesta en marcha.

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

a.2) Retribución por continuidad de suministro (RCS)

La retribución por continuidad de suministro (RCS) se calcula de forma conjunta para cada una de las actividades: transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo.

La retribución por este concepto en un año “n”, se calcula en todos los casos a partir de la retribución del año anterior, “n-1”, multiplicada por un factor de eficiencia y la variación de demanda.

El factor de eficiencia se fija en un valor del 0,97 para el primer periodo regulatorio y las variaciones de demanda consideradas son las siguientes:

- En instalaciones de la red de gasoductos de transporte, se considerará la variación de demanda total nacional de gas excluyendo el suministro a través de plantas satélites, con los siguientes valores límites máximos y mínimos de demanda: 410 TWh y 190 TWh.
- En plantas de regasificación se considerará la variación de demanda total de gas emitida por el conjunto de las plantas de regasificación del sistema gasista, con los siguientes valores límites máximos y mínimos de gas emitido: 220 TWh y 50 TWh.

- En almacenamientos se considera la variación del gas útil almacenado a 1 de noviembre del año correspondiente, incluyendo la parte de gas colchón extraíble mecánicamente, con los siguientes valores límites máximos y mínimos de gas almacenado, 30 TWh y 22 TWh.

La retribución por continuidad de suministro que resulte para cada actividad en el año “n”, se reparte entre cada una de las instalaciones “i” que permanezcan en operación, en base a un coeficiente, a_i , que es el que resulta de dividir el coste de reposición de la instalación “i” entre la suma de los costes de reposición de todas las instalaciones. Este coste de reposición se calcula a partir de los costes unitarios de inversión en vigor, a excepción de las instalaciones singulares y los almacenamientos subterráneos, para los que se utilizará el valor de la inversión.

a.3) Coste variable acreditado por regasificación y trasvase de GNL a buques

a.3.1. Se determina en función de los kWh realmente regasificados así como de los cargados en cisternas de GNL en cada periodo y del valor unitario variable de regasificación en el periodo considerado. Para el ejercicio 2017 este coste ha quedado fijado en 0,000162 €/kWh regasificado y en 0,000194 €/kWh cargado en cisternas.

a.3.2. Para los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, se reconoce un coste idéntico al coste variable de carga de cisternas. Para el trasvase de buque a buque el coste es del 80% de dicho valor.

b) Ingresos por Gestión Técnico del Sistema (GTS)

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

Para el año 2017, la cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema que deben recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso de terceros a la red, es del 0,778%. Dicha cuota es ingresada por las citadas empresas en los plazos y de la forma que se establece en el procedimiento de liquidaciones, en la cuenta que la CNMC en régimen de depósito tiene abierta a estos efectos.

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

Sin perjuicio de lo anterior, la retribución provisional reconocida a la actividad de Gestión Técnica del Sistema para 2017 de acuerdo a la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, asciende a 23.966 miles de euros.

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

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

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

d) Sistema de liquidación

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

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

e) Ingresos correspondientes al gas talón y gas mínimo de llenado en gasoductos

La Orden IET/3587/2011 establece en su artículo 16 que el gas destinado al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación (gas talón) se retribuirá como inversión necesaria para la actividad de transporte, reconociéndose una retribución financiera.

Se mantiene la retribución de este concepto tras la entrada en vigor del nuevo marco retributivo, al que se aplica la misma tasa de retribución financiera que a las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo. El coste de adquisición será el que resulta de aplicar el precio resultante de la subasta a la cantidad adquirida.

f) Ingresos correspondientes a la compra del gas para autoconsumos

Hasta el año 2015, el gas era adquirido por los transportistas y valorado al precio resultante de la subasta, teniendo los pagos realizados la consideración de gastos liquidables.

A partir de 2016, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, el gas de operación de las instalaciones de transporte y almacenamiento subterráneo básico, así como la parte del gas de operación de las plantas de regasificación sufragado por el sistema gasista, es adquirido por el Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de gas. El coste de adquisición de este gas es valorado al precio resultante de la subasta, y tiene consideración de gasto liquidable.

Adicionalmente, con la entrada en vigor del nuevo marco retributivo de 2014 dejan de tener la consideración de coste reconocido las compras de gas para autoconsumos en plantas de regasificación, si bien se establece un periodo transitorio de adaptación.

Durante este periodo, se reconocerán los siguientes porcentajes a las compras de gas de operación en plantas de regasificación.

	2014	2015	2016	2017
Transitorio de gas de autoconsumo reconocido	100%	90%	50%	20%

g) Liquidación del Déficit acumulado

El Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establecen el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista. De acuerdo con este principio, los ingresos del sistema estarán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas, y además los ingresos deben ser suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista. Adicionalmente, para asegurar la suficiencia económica y evitar la aparición de nuevos déficit ex ante, toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga un incremento de costes para el sistema o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.

Asimismo, el nuevo marco retributivo establece una metodología específica para la resolución de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, que junto a las medidas indicadas anteriormente, pretende terminar de forma definitiva con el déficit del sistema gasista estableciendo un periodo de varios años para la recuperación de estos desajustes y reconociéndose además unos costes financieros a las empresas reguladas por la financiación de estos desajustes.

La metodología que se establece en los artículos 61 y 66 de este Real Decreto-ley y en esta Ley distingue entre el déficit acumulado al 31 de diciembre de 2014 y el que pudiera generarse en los años siguientes, de manera que:

- La cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 se determinará en la liquidación definitiva de 2014, y los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit acumulado en las liquidaciones correspondientes a los quince años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.
- La liquidación definitiva de 2014 fue aprobada por la Sala de Supervisión regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su sesión de 24 noviembre de 2016, reconociendo en 1.025.053 miles de euros el déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014. Este déficit se recuperará en 15 anualidades consecutivas desde el 25 de noviembre de 2016 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva) y hasta el 24 de noviembre de 2031.

Por otra parte, los desajustes temporales entre ingresos y gastos que puedan ponerse de manifiesto a partir de 2015, el Real Decreto-ley y la Ley prevén que se recuperen, una vez se dispongan de las liquidaciones definitivas, durante los cinco años siguientes, reconociéndose también un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

La liquidación definitiva de 2015 fue aprobada por la Sala de Supervisión regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su sesión de 24 noviembre de 2016, reconociendo en 27.232 miles de euros en concepto de déficit de las actividades reguladas del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2015. Este déficit se recuperará anualmente desde el 25 de noviembre de 2016 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva del año 2015) y hasta el 24 de noviembre de 2021.

A partir del año 2017, las anualidades por el déficit se repartirán en 12 pagos mensuales iguales que se liquidarán como pago único en cada una de las doce primeras liquidaciones del año, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en los términos previstos en los artículos 66 y 61.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Con objeto de acotar la generación de más déficit, cuando el desajuste anual entre ingresos y costes supere el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio o cuando la suma del desajuste anual, más las anualidades reconocidas pendientes de amortizar, supere el 15% se procederá a incrementar los peajes y cánones de acceso del año siguiente al objeto de recuperar la cuantía que sobrepase dicho límite. En todo caso, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja.

Finalmente, indicar que en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, se establece que la anualidad del año 2016 se abonará en la primera liquidación disponible del ejercicio 2016, como un pago único, mientras que las anualidades de los años 2017 y siguientes se repartirán en 12 pagos mensuales iguales que se liquidarán como pago único en cada una de las doce primeras liquidaciones del año, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en los términos previstos en los artículos 66 y 61.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Asimismo, en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, se han establecido los tipos de interés provisionales del sistema gasista a aplicar al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y al desajuste temporal del año 2015. Los valores son los siguientes:

- El tipo de interés provisional para el déficit acumulado al 31 de diciembre de 2014 será del 1,104%. El interés reconocido a dicho déficit se devenga desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2014.
- El tipo de interés provisional para el desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista de 2015 será del 0,836%. El interés reconocido a dicho desajuste se devenga desde el día siguiente de la aprobación de la liquidación definitiva de 2015.

La liquidación definitiva de 2016 fue aprobada por la Sala de La Supervisión regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su sesión del 30 de noviembre de 2017, reconociendo 90.014 miles de euros en concepto de déficit de las actividades reguladas del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2016. Este déficit se recuperará anualmente desde el 1 de diciembre de 2017 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva del año 2016) y hasta el 30 de noviembre de 2022.

De acuerdo a la Orden ETU/1283/2017, la anualidad del año 2017 se abonará en la primera liquidación disponible dicho año, como un pago único y aplicándose un tipo de interés de mercado.

h) Establecimiento del Mercado Organizado de gas

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos es la que designa a MIBGAS S.A. como Operador del Mercado Organizado de Gas. Esta ley está desarrollada en el consiguiente Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, donde se asignan las funciones principales del Operador del Mercado Organizado a la sociedad mercantil MIBGAS, y donde se desarrollan las funciones y su papel dentro del sector gasista.

Cabe destacar que en su artículo 65 ter. "Operador del mercado organizado de gas", establece que actuará como operador del mercado organizado de gas una sociedad mercantil de cuyo accionariado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica, siendo la

suma de las participaciones directas en el capital de esta sociedad de los Gestores Técnicos de los sistemas gasistas español y portugués igual al 20%. Con fecha 14 de junio de 2016, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 65 ter. se hizo efectiva la adquisición por parte de Enagás GTS, S.A.U de un 13,34% del capital social de dicha sociedad, tal y como se ha indicado en la Nota 1.3.

i) Reconocimiento de los costes asociados al desmantelamiento de las instalaciones de gas natural

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se determina un sistema económico integrado del sector de gas natural (en adelante "RD 949/2001") establece en materia de retribución de las actividades reguladas que, en el caso de cierre de las plantas y los almacenamientos, desde la fecha de cierre dejarán de ser retribuidas económicamente y, sin son desmanteladas, sin perjuicio de los costes netos de desmantelamiento que se reconozcan.

j) Adecuación contratos de tránsito Internacional al marco regulatorio vigente

La Comisión Nacional de Energía (actual CNMC) en su Consejo del 11 de abril de 2013 requirió a la sociedad Enagás, S.A. (hoy sucedida en su rama de actividad de transporte por la sociedad Enagás Transporte, S.A.U.), a la sociedad Galp Gas Natural, S.A. y a la sociedad Gasoducto Al-Ándalus, S.A. que adaptaran los contratos de tránsito de gas a Portugal, suscritos en 1996 por Transgas, S.A. (actualmente Galp Gas Natural, S.A.) para ajustarse al nuevo marco regulatorio introducido por la Directiva 2009/73/CE y el Reglamento (CE) 715/2009, de 13 de julio de 2009, del Parlamento Europeo y del Consejo.

Con objeto de dar cumplimiento al citado requerimiento, las sociedades Galp Gas natural, S.A. y Enagás Transporte, S.A.U. suscribieron el 27 de febrero de 2014 un Contrato Marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, S.A.U. mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa. Posteriormente, el 18 de noviembre de 2014, ambas sociedades firmaron el correspondiente contrato de acceso a las redes de transporte y distribución a largo plazo y una adenda al Contrato Marco, que entró en efecto el 1 de enero de 2015, dando cumplimiento con todo ello a lo requerido por la CNMC.

La CNMC ha considerado correcta la adecuación de los referidos contratos de acceso de terceros al sistema de transporte y distribución con la normativa vigente.

k) Desarrollo del Marco Regulatorio

Los principales desarrollos regulatorios de aplicación en el sector gasista, aprobados a lo largo del año 2017, han sido los siguientes:

1. Regulación supranacional

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 23 de noviembre de 2017, sobre Reforzar las redes energéticas de Europa.

Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2017 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 994/2010.

Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 984/2013.

Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas.

2. Regulación Española

Retribución, peajes y tarifas

Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre de 2017, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2018.

Resolución de 20 de abril de 2017, de la CNMC, por la que se modifica el anexo IV "instrucciones de cumplimentación de los formularios" de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad.

Corrección de errores, de 18 de enero de 2017, de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2017.

Resolución de 26 de diciembre de 2017, de la DGPEyM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de 25 de septiembre de 2017, de la DGPEyM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas Natural.

Resolución de 28 de junio de 2017, de la DGPEyM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de 24 de marzo de 2017, de la DGPEyM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de 29 de marzo de 2016, de la DGPEM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de 21 de enero de 2016, de la DGPEM, por la que se corrigen errores en la de 23 de diciembre de 2015, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Operación del Sistema

Circular 3/2017, de 22 de noviembre, de la CNMC, relativa a los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Resolución de la DGPEyM de 5 de abril de 2017, por la que se establecen los parámetros de las subastas de capacidad de los almacenamientos básicos (sin publicar en BOE)

Resolución de 30 de marzo de 2017, de la SEE, por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos, así como los derechos de inyección y extracción.

Resolución de 15 de marzo de 2017, de la DGPEyM, por la que se establece el volumen de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado de gasoductos y almacenamientos subterráneos básicos para el período 2017-2018.

Resolución de 30 de enero de 2017, de la DGPEyM, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2018.

Resolución de la DGPEyM de 22 de diciembre de 2017 por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de mercado voluntario en el mercado organizado de gas natural durante el primer semestre de 2018 a "ENGIE ESPAÑA S.L.U." (sin publicar en BOE). Resolución de la DGPEyM de 6 de julio de 2017 por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de mercado en el mercado organizado de gas a AXPO IBERIA S.L. durante el segundo semestre de 2017 (sin publicar en BOE)

Resolución de la DGPEM, de 20 de enero de 2017, por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de mercado en el mercado organizado de gas natural a "GUNVOR INTERNATIONAL B.V. AMSTERDAM, GENEVA BRAND" para el primer semestre de 2017.

Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la SEE, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural.

Resolución de 14 de noviembre de 2017, de la SEE, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017, por el que se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural.

Resolución de 27 de noviembre de 2017, de la DGPEyM, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista.

Resolución de 21 de julio de 2017, de la DGPEyM, por la que se modifica parcialmente el anexo de la Resolución de 3 de mayo de 2010, por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos.

Resolución de 5 de julio de 2017 de la DGPEyM, por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y al Plan de Emergencia del sistema gasista español.

Resolución de 16 de junio de 2017, de la DGPEyM, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

Orden ETU/175/2017, de 24 de febrero, por la que se determina el traspaso de los clientes de la empresa Investigación Criogenia y Gas, SA a un comercializador de último recurso y se determinan las condiciones de suministro a dichos clientes.

Resolución de 15 de febrero de 2017, de la DGPEyM, por la que se inhabilita para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural a la empresa Investigación, Criogenia y Gas, SA.

Anuncio de la Subdirección General de Hidrocarburos de 24 de enero de 2017, por el que se da publicidad al Acuerdo de la Dirección General de Política Energética y Minas por el que se inicia el procedimiento de inhabilitación de la empresa Investigación, Criogenia y Gas, S.A. para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural y el Acuerdo por el que se inicia el procedimiento de traspaso de los clientes de la empresa Investigación, Criogenia y Gas, S.A. a un comercializador de último recurso y se determinan las condiciones de suministro a dichos clientes.

Informe de gestión del grupo Enagás

I.-Situación de Enagás

Modelo de negocio

Enagás, compañía midstream con casi 50 años de experiencia y TSO (*Transmission System Operator*) europeo e independiente, es un referente internacional en el desarrollo y mantenimiento de infraestructuras gasistas y en la operación y gestión de redes de gas.

Participa en infraestructuras gasistas en México, Chile, Perú, Suecia y en el proyecto TAP, un gasoducto clave en Europa que enlazará Grecia, Albania e Italia. En España ha desarrollado las grandes infraestructuras del Sistema Gasista, que lo han convertido en un modelo en materia de seguridad y diversificación de suministro, y es el Gestor Técnico del Sistema desde el año 2000.

Con nuestras actividades reforzamos y garantizamos la seguridad de suministro energético, promocionando el uso del gas natural frente a otros combustibles alternativos más contaminantes como el petróleo o el carbón. Además, el gas natural tiene una gran importancia para la mejora de la competitividad, ya que permite la introducción de tecnologías industriales eficientes que mejoran la intensidad del uso energético y la competitividad de la industria, generando empleos directos e indirectos.

Infraestructura gasista de Enagás

A 31 de diciembre de 2017 la infraestructura gasista del Grupo Enagás integrada por la Red Básica de gas natural, era la siguiente:

España:

- Cerca de 11.000 kilómetros de gasoductos por todo el territorio español.
- Tres almacenamientos subterráneos: Serrablo (Huesca), Yela (Guadalajara) y Gaviota (Vizcaya).
- Cuatro plantas de regasificación en Cartagena, Huelva, Barcelona y Gijón.
- Asimismo, es propietaria del 50% de la Planta de Regasificación de BBG (Bilbao) y del 72,5% de la Planta de Sagunto (Valencia).

Chile:

- Tras diferentes acuerdos alcanzados entre los accionistas de GNL Quintero en abril de 2017, Enagás posee una participación indirecta del 45,4%, manteniendo el control y consolidando globalmente dicha participación. Para Enagás, Chile es un país clave en su estrategia y GNL Quintero un activo en el que está comprometida en el largo plazo.

México:

- Enagás tiene una participación del 50% en la Estación de Compresión de Soto La Marina, del 50% en el gasoducto de Morelos y del 40% en la Planta de Altamira.

Grecia, Albania e Italia:

- Enagás cuenta con el 16% de la compañía que desarrolla el proyecto Trans Adriatic Pipeline (TAP), que consiste en la construcción de un gasoducto que unirá Turquía con Italia, a través de Grecia y Albania y que es considerado como Project of Common Interest (PCI) por la Unión Europea.

Perú:

- En 2017 Enagás ha ampliado su participación en la sociedad Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA) desde el 30% hasta el 51%, posicionándose como uno de los principales accionistas del sistema de transporte de gas de Perú y como operador activo en el país.
- Enagás tiene una participación de 28,94% en la empresa Transportadora de gas del Perú (TgP).

Suecia:

- El Grupo Enagás posee un 50% de Knubbsal Topholding AB, titular indirecto del 100% de la participación en Swedegas AB, compañía propietaria de la totalidad de la red del sistema gasista de alta presión en Suecia y único operador en Suecia con certificación europea TSO (*Transmission System Operator*).

Estructuras de gobierno

Junta General de Accionistas

La Junta General de Accionistas es el máximo órgano de representación de los accionistas.

Enagás es una de las empresas del mercado continuo español con más free float (95%). Más del 70% de nuestro accionariado internacional, destacando el accionariado en EEUU-Canadá y Reino Unido (27% y 12% respectivamente).

En Enagás se aplica un modelo de separación de propiedad, que establece el límite máximo de propiedad por parte de cualquier accionista en un 5%, con una limitación en los derechos de voto del 1% para agentes del sector del gas y del 3% para el resto de accionistas. Estas limitaciones no son aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial.

Consejo de Administración

Enagás tiene un porcentaje de independencia del Consejo (54%) superior a la media del mercado español y ha ido reduciendo el número de miembros del Consejo de Administración hasta llegar a los 13 miembros actuales.

Además, el compromiso de Enagás por impulsar la diversidad de género en el Consejo se refleja en el incremento significativo del porcentaje de mujeres, pasando del 6% en 2007 hasta el 23% en 2017, habiendo establecido en la Política de Selección de Consejeros el compromiso de alcanzar el 30% en 2020.

Funcionamiento y evolución previsible

Enagás trabaja por el desarrollo del sector gasista, ya que el gas natural es pieza clave para conseguir una energía sostenible, segura y eficiente en una economía baja en carbono. Se trata de la solución técnico-económica más eficiente respecto a otros combustibles convencionales, con el menor coste para ciudadanos y empresas. El gas natural contribuye a la competitividad de la industria y a reducir el impacto ambiental.

En 2017, Enagás ha operado bajo un contexto de demanda de energía relativamente estancada, en el que el gas ha acelerado su crecimiento en los dos últimos años, desplazando principalmente carbón y siendo superado por las renovables, cuyo crecimiento ha sido más rápido. El GNL está siendo el claro protagonista del sector gasista, con crecimientos en 2016 y en 2017 muy superiores a la demanda de gas.

En España, la demanda de gas natural creció en 2017 un 9% con respecto al año anterior (crecimiento por tercer año consecutivo). Este aumento se debe fundamentalmente por el crecimiento de la demanda industrial (7% respecto al año anterior) y la demanda para la generación de electricidad (aumento del 27%).

En relación al Beneficio Neto durante 2018 se espera que el crecimiento del resultado sin tener en cuenta el efecto de la revalorización contable del coste de la primera adquisición de Quintero en 2017 sea del 1%. El Grupo Enagás contempla realizar para el año 2018 inversiones netas por valor aproximado de 67 millones de euros de las cuales se espera que en torno a 150 millones de euros se destinen a activos regulados en España y el resto procedan de la inversión internacional.

Las prioridades estratégicas 2017 - 2020 dan continuidad al enfoque que la compañía ha venido desarrollando en los últimos años. Durante 2017, Enagás ha continuado desarrollando su actividad de modo consistente con los drivers y criterios estratégicos establecidos, enfocándose en los tres ejes de crecimiento identificados.

- Mercados consolidados UE: Enagás aspira a convertirse en un actor europeo clave con creciente relevancia en el Mercado Energético Interno.
- Mercados en crecimiento: Sentar las bases para desplegar el modelo de negocio de Enagás como TSO independiente en países con alto potencial de crecimiento.
- Mercado global - GNL: Aprovechar oportunidades para interconectar mercados a nivel mundial manteniendo Enagás su posición como líder en GNL.

El Plan estratégico de Enagás se basa en las siguientes prioridades estratégicas:

- Crecimiento
- Sólida posición financiera y de liquidez
- Eficiencia y visibilidad regulatoria
- Atractiva y sostenible retribución al accionista
- Liderazgo en sostenibilidad

II. Evolución y resultados

La información incluida en los apartados “Nuestro modelo de negocio”, “Nuestro proyecto de futuro”, “Nuestra cultura: hacer bien las cosas”, “Creación de valor para nuestros grupos de interés” e “Indicadores clave” del Informe Anual, forma parte de este Informe de Gestión, dando respuesta a los requerimientos del Real Decreto-ley 18/2017, de 24 de noviembre, en materia de información no financiera y diversidad.

Dimensión económica

Buen gobierno

El buen gobierno es un asunto prioritario para la compañía, tal y como se refleja en la política de Sostenibilidad y Buen Gobierno de Enagás. Esta política confirma que un buen modelo de gobernanza nos permite generar valor en el corto, medio y largo plazo para accionistas, clientes, proveedores y otros grupos de interés. Además, fortalece el entorno de control de la compañía, su reputación y credibilidad frente a terceros.

Los ámbitos clave en los que se fundamenta nuestro modelo de gobierno son la estrategia y objetivos de la compañía, la estructura y funcionamiento de los órganos de gobierno (independencia, diversidad, etc.), su desempeño y los sistemas de incentivos para la toma de decisiones. En 2017 se ha continuado la formación del Consejo en asuntos financieros y no financieros clave en la gestión de la compañía, así como con la evaluación del Consejo por un externo independiente.

Excelencia financiera y operativa

Principales resultados económicos

El Beneficio neto ha ascendido a 490,8 millones de euros, un 17,6% superior a 2016, frente al 12% estimado. Siendo el resultado por puesta en equivalencia de 72,9 millones de euros (15% aportación de las sociedades participadas al beneficio después de impuestos). En 2017 se han realizado inversiones por valor de 329 millones de euros, centrando el esfuerzo en la gestión de las fuertes inversiones realizadas durante los últimos años.

El dividendo por acción de 2017 aumentó un 5% respecto el ejercicio anterior, alcanzando 1,5 euros por acción. Enagás concluyó el año 2017 en 23,9 euros por acción. Lo que implica una capitalización de 5.699 millones de Euros. El capital social de Enagás a 31 de diciembre de 2017 era de 358,1 millones de euros, con 238,7 millones de acciones.

Enagás se ha adaptado al nuevo contexto derivado de la crisis, reduciendo la financiación externa de bancos y sustituyéndola por otro tipo de financiación –como los bonos–, lo que le ha permitido conseguir una estructura más diversificada. La deuda neta a tipo fijo es superior al 80%, sin vencimientos de deuda significativos hasta 2022.

En 2017, las agencias de calificación Standard & Poor’s y Fitch ratings, en sus informes de revisión anuales han reafirmado el rating a largo plazo de Enagás situado en A-.

Enagás forma parte del Dow Jones Sustainability Index por décimo año consecutivo, siendo líder del sector Oil & Gas Storage & Transportation con 86 puntos.

Crecimiento del negocio

Como consecuencia del acuerdo de opción celebrado entre Enagás Chile y ENAP en 2016, en el presente ejercicio 2017 se han alcanzado diversos acuerdos entre los accionistas de GNL Quintero cuyos resultados son: Enagás Chile sigue manteniendo el control y continúa consolidando globalmente la participación en GNLQ con una participación indirecta del 45,4% y se produce una entrada neta de caja para el grupo Enagás de 150 millones de dólares. Dentro de estos acuerdos, Enagás Chile ha alcanzado un acuerdo de opción para la adquisición de un 5% adicional del capital social de GNLQ, del que es titular OMERS a través de Terminal Bahía de Quintero SpA, ejercitable en el plazo de un año.

Enagás, a través de Enagás Internacional S.L.U., ha ampliado su participación un 21% en la sociedad Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA) desde el 30% hasta el 51%. Como consecuencia de esta adquisición, el accionariado de la sociedad COGA queda conformado de la siguiente manera: Enagás Internacional, S.L.U. 51%, Carmen Corporation (CPPIB) 49%. Con este acuerdo, Enagás se convierte en el principal accionista de la compañía responsable de la operación y mantenimiento de los sistemas de transporte de gas natural de Perú.

En 2017, se han constituido 2 sociedades derivadas del proyecto corporativo Enagás Emprende y participadas en su mayoría por Enagas Emprende, S.L.U.: Scale Gas Solutions, S.L., por importe de 216 miles de euros y Efficiency for LNG Applications, S.L., por importe de 300 miles de euros.

En julio 2017 se constituyó la sociedad Mibgas Derivatives, S.A. por importe de 500 miles de euros. Esta sociedad fue constituida inicialmente por Mibgas, S.A., pero tras la suscripción de un contrato de compraventa de acciones, el resultado es que el Grupo Enagás ostenta una participación total del 28,34% sobre esta sociedad. En base a los acuerdos de accionistas.

Dimensión social

Gestión del capital humano

Enagás, como empresa certificada Top Employer, mantiene un empleo estable y de calidad con unos altos porcentajes de contratos indefinidos (98,3%) y a jornada completa (97,8%). Además, los compromisos adquiridos por Enagás en su política de Gestión del Capital Humano y las medidas y actuaciones implantadas se traducen en unos índices de satisfacción y motivación elevados, como reflejan las bajas tasas de rotación (1,9% tasa de rotación voluntaria) y los resultados de la encuesta de clima laboral.

El modelo integrado de gestión de talento de Enagás persigue impulsar el logro de los objetivos y planes estratégicos de la compañía a través de cuatro

principios: Atraer el mejor talento a Enagás, conocer nuestro talento interno, formar de manera continuada a nuestros profesionales y desarrollar el talento interno de Enagás.

Las Directrices corporativas en materia de diversidad e igualdad de oportunidades, definen los principios en los que Enagás enmarca su actuación en este ámbito. Estos principios recogen la integración de la diversidad en los principales procesos de recursos humanos como son el acceso al empleo, el progreso personal y el desarrollo y la promoción profesional. Asimismo, recoge el compromiso de la compañía con el fomento de políticas y medidas que favorezcan el equilibrio entre el trabajo y la vida personal de sus profesionales. De igual manera, Enagás hace extensible este compromiso a todos sus grupos de interés, prestando especial atención a los proveedores y contratistas como colaboradores indispensables para la consecución de los objetivos de negocio de la compañía..

En 2017 Enagás ha renovado la certificación como empresa efr, la adhesión al Chárter de Diversidad y el distintivo de Igualdad del Ministerio de Sanidad, Servicios Sociales e Igualdad.

Seguridad y salud

El enfoque de seguridad global de Enagás se basa en la integración de la cultura de seguridad y salud en el entorno, las personas, las instalaciones y la información, a través de la implicación de los líderes y el desarrollo de un modelo de comportamientos en seguridad y salud.

El Sistema de Gestión de Prevención de Riesgos Laborales del Grupo Enagás, certificado según OHSAS 18001 (100% de las actividades), dispone de procedimientos y normas para la identificación y evaluación de riesgos, así como para la notificación de accidentes.

Además Enagás está certificada como Empresa Saludable.

Cumplimiento ético y derechos humanos

Enagás dispone de un marco de políticas, procedimientos y normativa que consta de: el Código Ético (Código Ético del Grupo Enagás y Código de Conducta de Enagás GTS), políticas y directrices corporativas y los procedimientos de gestión y normativa necesarios para asegurar la debida diligencia de los asuntos relacionados en este ámbito.

El Canal Ético de Enagás es una plataforma para consultar dudas y notificar irregularidades o incumplimientos del Código Ético y está gestionado por el Comité de Cumplimiento Ético de la compañía. En 2017 se han recibido 2 comunicaciones a través del canal ético: una denuncia relacionada con el abuso de poder y privilegios de un superior, que tras la realización de una investigación ha concluido con la adopción de medidas correctoras, y una denuncia relativa a un proceso de selección, que ha sido desestimada y, tras

una comunicación con el interesado, se ha procedido a su cierre.

El Modelo de cumplimiento de Enagás es la principal herramienta para asegurar la ética e integridad en el desarrollo de las actividades de Enagás. Este Modelo se está articulando en torno a la Política de compliance y su norma asociada. Además, enmarcado en el Modelo de cumplimiento, Enagás dispone de un Modelo de prevención de delitos que se configura como el núcleo esencial del cumplimiento penal de la compañía.

Relaciones con la comunidad.

El objetivo de la inversión social de Enagás es el de contribuir al desarrollo socio-económico de las comunidades locales, dando prioridad a aquellas zonas en las que opera la compañía, a través de modelos de acción social sostenible. A través del diálogo y la colaboración con los grupos de interés, se maximiza el impacto social positivo de las iniciativas de la compañía, ya sean en forma de voluntariado (387 empleados participantes y 2.675 horas dedicadas), patrocinios, mecenazgos o donaciones (2 millones de euros en 2017).

Cadena de suministro

La gestión de la cadena de suministro es uno de nuestros asuntos materiales clave. Una adecuada gestión de la cadena de suministro nos permite identificar y gestionar los riesgos regulatorios, operacionales y reputacionales, así como aprovechar las oportunidades de colaboración y creación de valor compartido.

Para trabajar con Enagás, los proveedores deben pasar un riguroso proceso de homologación. Para ello deben cumplir con los siguientes requisitos de homologación:

- Capacidad y recursos para satisfacer requisitos técnicos, de calidad, medio ambiente y seguridad, así como su mantenimiento prolongado en el tiempo.
- Respeto a los principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas y de la Declaración Universal de los Derechos Humanos.
- Exigencia de certificaciones de calidad, medio ambiente y seguridad para los proveedores de determinadas familias de productos o servicios.

El periodo medio de pago del Grupo a sus proveedores asciende a 32 días.

Dimensión ambiental

Las actividades de protección del entorno y la biodiversidad, la eficiencia energética, la reducción de emisiones y el consumo responsable de recursos, son elementos esenciales de la gestión ambiental del Grupo Enagás para la mitigación del impacto de sus actividades en el entorno.

Gestión ambiental

Enagás desarrolla sus compromisos en materia ambiental (reflejados en la Política de Seguridad y Salud, Medio Ambiente y Calidad) a través del sistema de gestión ambiental, estando el 100% de la actividad de Enagás certificada según ISO 14001. Asimismo, en 2017 se ha realizado la verificación EMAS de los almacenamientos de Serrablo y Yela, que se suman a las plantas de regasificación de Huelva y Barcelona con esta certificación.

Durante el ejercicio 2017, se han realizado actuaciones ambientales por importe de 5.288 miles de euros como inversiones en el activo del Balance de Situación (11.084 miles de euros en el ejercicio 2016). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por la compañía han ascendido en el ejercicio 2017 a 2.422 miles de euros registrados en el epígrafe "Otros gastos de explotación" (1.853 miles de euros en el ejercicio 2016).

Cambio climático y eficiencia energética

Enagás incrementa año a año su compromiso en la lucha contra el cambio climático a través de su modelo de gestión y de mejora continua, basado en el compromiso público, las medidas de reducción de emisiones y el reporte de nuestro desempeño y resultados, así como la extensión de nuestro compromiso a nuestra cadena de suministro.

Además, Enagás apuesta por el uso del gas como el combustible menos contaminante, y por tanto, clave en el mix de generación eléctrica para cumplir los objetivos de reducción de emisiones y permitir el desarrollo de las energías más eficientes; así como en la sustitución de otros combustibles fósiles hacia una movilidad más sostenible en el transporte marítimo, ferroviario y terrestre.

La compañía se plantea retos de mejora a través de la fijación de objetivos de reducción de emisiones anuales y a medio plazo, así como a través de la definición de una estrategia de compensación de emisiones. Para alcanzar dichos objetivos existe desde hace varios años un Plan de Eficiencia Energética y Reducción de Emisiones a través de cual se identifican, desarrollan y cuantifican anualmente distintas medidas de ahorros energéticos.

En 2017 destaca la firma del compromiso de adoptar las recomendaciones de reporte elaboradas por el Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) y la puesta en marcha del programa de compensación voluntaria de emisiones de gases de efecto invernadero.

III. Liquidez y recursos de capital

Enagás se ha adaptado al nuevo contexto derivado de la crisis, reduciendo la financiación externa de bancos y sustituyéndola por otro tipo de financiación –como los bonos–, lo que le ha permitido conseguir una estructura más diversificada. La deuda neta en 2017 ha disminuido respecto a 2016 alcanzando los 5.008 miles de euros.

La estructura de la deuda de Enagás destaca por predominar el tipo fijo (más del 80% de la deuda). Asimismo, un 72% de la deuda corresponde al mercado de capitales, un 20% a deuda institucional de largo plazo (BEI e ICO) y un 8% a financiación bancaria.

	2016	2017
Deuda Neta /EBITDA* Ajustado	5,2x	4,4x
FFO / Deuda Neta	15%	17,4%
Coste de la deuda	2,4%	2,7%
Liquidez (millones de euros)	2.409	2.484

* EBITDA ajustado por los dividendos recibidos de las sociedades filiales.

IV. Gestión de riesgos

El grupo Enagás está expuesto a diversos riesgos inherentes al sector, mercados en los que opera y a las actividades que realiza, que de llegar a materializarse podrían impedir lograr sus objetivos y ejecutar sus estrategias con éxito.

El grupo Enagás ha establecido un modelo de control y gestión de riesgos orientado a garantizar la consecución de los objetivos de la compañía de forma predecible y con un perfil medio-bajo para el conjunto de sus riesgos. Este modelo permite adaptarse a la complejidad de su actividad empresarial en un entorno competitivo globalizado, con un contexto económico complejo, donde la materialización de un riesgo es más rápida y con un efecto contagio evidente.

Este Modelo se basa en los siguientes aspectos:

- La consideración de unas tipologías estándar de riesgos a los que está sometido la compañía.
- La segregación e independencia de las funciones de control y gestión de riesgos articulada en la compañía en tres niveles de "defensa".
- La existencia de unos Órganos de Gobierno con responsabilidades en la supervisión del nivel de riesgo de la compañía.
- El establecimiento de un marco de apetito al riesgo, que recoge los niveles de riesgo considerados como aceptables, y que son fijados de modo coherente con los objetivos de negocio establecidos y el contexto de mercado en el que se desarrollan las actividades de la compañía.
- La transparencia en la información proporcionada a terceros, garantizando su fiabilidad y rigor.

El análisis integral de todos los riesgos permite un adecuado control y gestión de los mismos, entendiendo las relaciones entre ellos y facilitando su valoración conjunta. Esto se realiza teniendo en cuenta las diferencias de cada tipología de riesgos en cuanto a su naturaleza, la capacidad de gestión sobre los mismos, las herramientas de medición de riesgos, etc.

Los principales riesgos asociados a las actividades desarrolladas por el grupo Enagás se recogen en las siguientes tipologías:

1. Riesgos Estratégicos y de Negocio

Son riesgos inherentes a las actividades propias del sector gasista y están ligados a posibles pérdidas de valor o deterioro de resultados por factores externos, incertidumbres estratégicas, ciclos económicos, cambios en el entorno, cambios en los patrones de demanda, estructura del mercado y de la competencia o alteraciones en el marco regulatorio, así como derivados de la toma de decisiones incorrectas en relación con planes de negocio y estrategias de la compañía.

Las actividades que desarrolla el grupo Enagás están notablemente afectadas por la normativa vigente (local, regional, nacional y supranacional). Cualquier cambio que se introdujera en ella podría afectar negativamente a los resultados y al valor de la compañía. Dentro de esta tipología de riesgo tiene una especial relevancia el riesgo regulatorio, que está ligado al marco retributivo y, por tanto, a los ingresos regulados de las actividades del negocio.

De igual forma, los nuevos desarrollos de infraestructuras están sujetos a la obtención de licencias, permisos y autorizaciones de los gobiernos, así como a normativa de diferente índole, entre la que se puede destacar la normativa medioambiental. En estos procesos, de larga duración y complejos, pueden originarse retrasos o modificaciones sobre los diseños inicialmente previstos debido a la obtención de las autorizaciones, los trámites relacionados con los estudios de impacto medioambiental, la oposición pública de las comunidades afectadas y los cambios en el entorno político en los países donde se opera. Todos estos riesgos pueden incrementar los costes o retrasar los ingresos previstos.

La evolución de la demanda puede suponer también efectos negativos, con impactos diferentes a corto y medio-largo plazo. Esta evolución puede estar condicionada por las condiciones meteorológicas, competitividad del gas natural frente a otras fuentes de energía, evolución de la economía, etc.

A corto plazo, la variación de la demanda de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo de gas natural en España tiene un impacto directo sobre una componente de la retribución regulada que reciben estas actividades. El grado de utilización de las plantas de regasificación puede llegar a tener un impacto negativo en los costes de operación previstos, por mayores autoconsumos y emisiones de gases de efecto invernadero.

A medio-largo plazo, la evolución de la demanda es un factor que genera oportunidades de construcción de nuevos proyectos en infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo de gas natural y su evolución puede modificar o retrasar la toma de decisiones para acometer estos proyectos.

Los resultados de la compañía también pueden verse afectados por el riesgo legal, que surge por las incertidumbres derivadas de la distinta interpretación

de contratos, leyes o regulación que pueda tener la compañía y terceras partes, así como de los resultados de las acciones legales que puedan llevarse a cabo.

El proceso de internalización que el grupo Enagás está llevando a cabo ha supuesto que sus operaciones se desarrollen en marcos normativos específicos y contextos de necesidades de inversión diferentes, que tienen asociados riesgos específicos.

En este ámbito, existen riesgos derivados de crisis económicas o políticas que puedan afectar las operaciones de las filiales, expropiación de los activos, cambios en la normativa mercantil, fiscal, contable o laboral, restricciones al movimiento de capitales, etc.

Se están realizando importantes proyectos de infraestructuras, expuestos a diversos riesgos de construcción, como pueden ser las desviaciones en los plazos de ejecución o modificaciones en los trazados y diseños, con potenciales impactos negativos en la inversión prevista, penalizaciones, etc.

Algunos marcos normativos internacionales implican que las filiales asuman un riesgo comercial y sus ingresos a corto plazo estén afectados por la evolución de la demanda o la competitividad del gas natural frente a otras fuentes de energía.

El grupo Enagás ha establecido medidas para controlar y gestionar el riesgo estratégico y de negocio dentro de un nivel aceptable, consistentes en la supervisión continua de los riesgos relacionados con la regulación, mercado, competencia, planes de negocio, decisiones estratégicas, etc. y de las medidas de gestión para mantenerlos en este nivel.

2. Riesgos Operacionales y Tecnológicos

Durante la operación de las infraestructuras del grupo Enagás se pueden producir pérdidas de valor o deterioro de resultados por la inadecuación, fallos de los equipos físicos y de los sistemas informáticos, errores de los recursos humanos o derivados de ciertos factores externos. Esta tipología de riesgos puede clasificarse a su vez en riesgos industriales de las infraestructuras (vinculados a la naturaleza del fluido manejado), riesgos asociados al mantenimiento correctivo de las infraestructuras, riesgos asociados a los procesos logísticos y comerciales y otros riesgos asociados a procesos corporativos.

Los principales riesgos operacionales y tecnológicos a los que está expuesto el grupo Enagás son:

- Riesgos industriales, relacionados con las incidencias durante las actividades de operación de las infraestructuras de transporte, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos, que implican grandes daños. En muchas ocasiones condicionados por la naturaleza del fluido manejado.
- Fraude interno y/o externo.
- Ciberseguridad, en las distintas formas en las que puede presentarse (fraude económico, espionaje, activismo y terrorismo).

El grupo Enagás identifica las actividades de control y gestión que permiten dar una respuesta adecuada y oportuna a estos riesgos. Entre las actividades de control definidas se encuentran la existencia de planes de emergencia, planes de mantenimiento, sistemas de control y alerta, formación y capacitación del personal, aplicación de determinadas políticas y procedimientos internos, definición de indicadores de calidad, establecimiento de límites, y las certificaciones y auditorías de calidad, prevención y medioambiente, etc. que permiten minimizar la probabilidad de ocurrencia de estos eventos de riesgo. Para mitigar el impacto económico que pudiera tener sobre el grupo Enagás la materialización de algunos de estos riesgos, se han suscrito una serie de pólizas de seguros.

Alguno de estos riesgos podría llegar a afectar a la fiabilidad de la información financiera preparada y reportada por el grupo Enagás. Para controlar este tipo de riesgos, se ha implantado un Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) cuyos detalles pueden consultarse en el Informe de Gobierno Corporativo.

3. Riesgos de Crédito y Contraparte

El riesgo de crédito comprende las posibles pérdidas derivadas del incumplimiento de pago de las obligaciones dinerarias o cuantificables de una contraparte a la que el grupo Enagás ha otorgado crédito neto y está pendiente de liquidación o cobro.

El riesgo de contrapartida recoge el posible incumplimiento de las obligaciones adquiridas por una contraparte en los contratos comerciales, generalmente establecidos a largo plazo.

El grupo Enagás viene realizando un seguimiento detallado de esta tipología de riesgo por su actividad comercial, que es especialmente relevante en el contexto económico actual. Entre las actividades realizadas se encuentra el análisis del nivel de riesgo y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes, las propuestas regulatorias para compensar al Grupo por un posible incumplimiento en las obligaciones de pago de las comercializadoras (actividad que se desarrolla en entorno regulado), la solicitud de garantías o esquemas de pago garantizados en los contratos a largo plazo de la actividad internacional, etc.

En este sentido, se ha desarrollado una regulación por la que se establecen las normas de gestión de garantías del sistema gasista español y que establece la obligación a las comercializadoras de constituir garantías para: (i) contratación de capacidad en infraestructuras con acceso de terceros regulado e interconexiones internacionales, (ii) liquidación de desbalances y (iii) participación en el mercado organizado de gas.

Respecto al riesgo de crédito de los activos financieros, las medidas de gestión de riesgo incluyen la colocación de la tesorería en entidades de elevada solvencia, de acuerdo con las calificaciones de agencias de "rating"

crediticias de mayor prestigio internacional. De igual forma, la contratación de derivados de tipo de interés y de cambio se realiza con entidades financieras del mismo perfil crediticio.

La naturaleza regulada de la actividad comercial del grupo Enagás no permite establecer una política de gestión activa del riesgo de concentración de clientes. No obstante, el proceso de internalización que está acometiendo la compañía facilitará la reducción de este potencial riesgo.

La información relativa a la gestión de riesgos de crédito y contraparte se detalla en la Nota 3.7 del Informe de Cuentas Anuales Consolidadas.

4. Riesgos Financieros y fiscales

El grupo Enagás está sometido a los riesgos derivados de la volatilidad de los tipos de interés y de los tipos de cambio, así como de los movimientos de otras variables financieras que pueden afectar negativamente a la liquidez de la compañía.

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de los activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo y de los flujos futuros que devengan un tipo de interés variable. La gestión del riesgo de tipo de interés persigue alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que minimice el coste de la misma en un horizonte plurianual, con una volatilidad reducida en la cuenta de resultados. Las variaciones de los tipos de cambio pueden afectar a las posiciones de deuda denominada en moneda extranjera, a ciertos pagos por servicios y adquisición de bienes de equipo en moneda extranjera, a los ingresos y gastos de las sociedades dependientes cuya moneda funcional no es el euro y en el efecto de conversión de los estados financieros de aquellas sociedades cuya moneda funcional no es el euro en el proceso de consolidación. La gestión del riesgo de tipo de cambio del grupo Enagás persigue que se produzca un equilibrio entre los flujos de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera en cada una de las sociedades. También se analiza la posibilidad de la contratación de derivados de tipos de cambio para cubrir la volatilidad en el cobro de dividendos en cada una de las oportunidades de expansión internacional analizadas.

El grupo Enagás mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias de disponibilidad incondicional e inversiones financieras temporales, por un importe suficiente para cubrir las necesidades previstas por un período de tiempo.

En relación al desarrollo de grandes proyectos, el grupo Enagás está expuesto a incertidumbres por la obtención efectiva de financiación en condiciones similares a las previstas en sus planes de negocio. En ciertas ocasiones este riesgo de financiación podría estar vinculado a otros riesgos que se derivan de las condiciones contractuales que recogen las condiciones de servicio (pudiendo incluso suponer la cancelación del contrato de concesión).

En relación a los riesgos fiscales, el grupo Enagás está expuesto a posibles modificaciones de los marcos regulatorios fiscales y a incertidumbres por posibles diferencias interpretativas de la legislación tributaria vigente, con eventuales impactos negativos sobre sus resultados.

La política de gestión del riesgo financiero se recoge en la Nota 3.7 del Informe de Cuentas Anuales Consolidadas.

5. Riesgos Reputacionales

Se trata de cualquier acción, evento o circunstancia que podría impactar de manera desfavorable en las percepciones y opiniones que tienen los grupos de interés sobre la compañía.

El grupo Enagás tiene implantado un Proceso de Autoevaluación del Riesgo Reputacional mediante la aplicación de técnicas de medición cualitativas. En dicho proceso se contempla, tanto el posible impacto reputacional de cualquiera de los riesgos contemplados en el inventario vigente, como aquellos eventos estrictamente reputacionales que se derivan de la acción, interés o juicio de un tercero.

6. Riesgo de Cumplimiento y Modelo

El grupo Enagás está expuesto al riesgo de cumplimiento, que comprende el coste asociado a las posibles sanciones por incumplimiento de leyes y legislaciones, derivadas de la materialización de eventos operacionales, la realización de prácticas de negocio incorrectas o el incumplimiento de las políticas y procedimientos internos de la compañía.

Asimismo, el Grupo se puede ver afectado por riesgos asociados a la utilización de modelos de evaluación y/o medición de riesgos de manera incorrecta, hipótesis desactualizadas o sin la precisión necesaria para evaluar correctamente sus resultados.

7. Riesgos de Responsabilidad Penal

Las reformas del artículo 31 bis del Código Penal, que tuvieron lugar en 2010 y 2015, establecen la responsabilidad penal de las personas jurídicas. En este contexto, el grupo Enagás podría ser responsable en España por los determinados delitos que pudieran cometer sus administradores, ejecutivos o empleados en el ejercicio de sus funciones y en interés de la compañía.

Para prevenir la materialización de este riesgo, el grupo Enagás ha aprobado un Modelo de Prevención de Delitos y ha implantado las medidas necesarias para evitar la comisión de delitos en su ámbito empresarial y para eximir de responsabilidad a la compañía.

Como resultado del desarrollo internacional de la compañía se ha desarrollado una ampliación del Modelo de Prevención de Delitos con la finalidad de cubrir las exigencias de la legislación penal mexicana y la legislación en materia de anti-corrupción de EEUU.

8. Otros Riesgos

Dada la naturaleza dinámica del negocio y de sus riesgos, y a pesar de contar con un sistema de control y gestión de riesgos que responde a las mejores recomendaciones y prácticas internacionales, no es posible garantizar que algún riesgo no esté identificado en el inventario de riesgos del grupo Enagás.

V. Hechos posteriores.

a) Desde el 1 de enero de 2018, hasta la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas, no se ha producido ningún hecho que afecte de forma significativa a los resultados del Grupo o a la situación patrimonial del mismo.

VI. Actividades de investigación y desarrollo

Las actuaciones, en el ámbito de la innovación tecnológica, desarrolladas por Enagás durante el año 2017 se han dirigido, principalmente, a mejorar diversos aspectos de su actividad presente y a analizar y profundizar en el conocimiento de otras posibles tecnologías que pudieren, a futuro, ser soportadas y poner en valor las infraestructuras y/o el "Know-how" propios de la Compañía. Entre las primeras se destacan la eficiencia en un sentido amplio; la medición del gas y el análisis de sus componentes; la seguridad operativa; los materiales y equipos necesarios para su actividad. Entre las segundas la producción y el transporte de biogás y de hidrógeno además de, en un segundo plano, un hipotético desarrollo futuro de la infraestructura necesaria para desplegar las tecnologías CAC (Captura, Transporte y Almacenamiento de CO₂).

A continuación se realiza una descripción de primer nivel de cada una de las actuaciones citadas:

1. Eficiencia

Este apartado incluye dos capítulos diferenciados: Eficiencia energética y eficiencia técnica.

Eficiencia energética

Durante el año 2017 Enagás ha dado continuidad a sus esfuerzos, por un lado, para reducir el consumo energético de sus instalaciones y, por otro, para elevar el nivel de la energía que produce para autoconsumo o exportación.

La reducción del consumo en sus instalaciones ahonda principalmente en la optimización de sus procesos, para minimizar las necesidades energéticas de los mismos, y en la modificación o sustitución de sus equipos, para mejorar su rendimiento unitario.

La producción de energía se basa en el aprovechamiento de las energías residuales de sus procesos para, a su vez, producir energía eléctrica. Las energías residuales empleadas son el calor que se pierde a través de los

gases de escape de las turbinas de gas, el frío que se desaprovecha durante el proceso de vaporización del gas natural licuado (GNL) y la presión que se disipa en los puntos en los que esta se regula por necesidades del sistema de transporte de gas o para la entrega del gas a otros transportistas o distribuidores. Actualmente Enagás cuenta con instalaciones de cada uno de estos tres tipos. Durante el año 2017 se han puesto en marcha o se han desarrollado proyectos como Estudios de viabilidad de aerogeneradores en Zaragoza y Bermeo, Optimización de consumos de agua de mar en ORV, Medición de emisiones fugitivas de metano, Variadores de frecuencia en bombas de agua de mar en Plantas de Barcelona y Cartagena y en bomba primaria de tanque Planta Cartagena, Optimización Aero-refrigeradores en EECC y Control predictivo en ERM's.

Eficiencia técnica

Fruto en parte de la experiencia adquirida en años anteriores, durante el 2017 se ha continuado analizando la posible conveniencia técnico-económica de auto-producir determinados insumos necesarios para la operación de las instalaciones. En este sentido, la producción más destacable es la de la ampliación de la generación autónoma de nitrógeno en Planta de Huelva.

También durante el 2017, se terminó el análisis técnico-económico de las posibles alternativas de instalación de equipos de intercambio de calor BOG/GNL que incrementen la cantidad de boil off recuperado en el relicuador y, en consecuencia, reduzcan el consumo de energía eléctrica de los compresores. A partir de los resultados obtenidos del estudio, y después de realizar un análisis de sensibilidad con objeto de conocer cómo afecta la variación de los parámetros de entrada a la rentabilidad del proyecto, se propone como configuración óptima para Planta de Cartagena la instalación de un equipo de intercambio de calor GNL/BOG en serie con el intercambiador existente de agua de mar/BOG.

2. Medida y análisis del gas natural

Enagás continúa dotándose de las mejores técnicas disponibles para reducir el nivel de incertidumbre en la medida de la energía contenida en el gas natural, tanto en estado líquido (GNL) como en estado gaseoso (GN), en los puntos en los que este es recibido o entregado a terceros. Este esfuerzo innovador se ha traducido, durante el presente año 2017, en diferentes estudios y actuaciones entre los que se destacan los siguientes: Actualización de la Maqueta de Comunicaciones y Medición, actualizada con la tecnología más idónea existente en el mercado y Actualización del sistema de gestión y control del LACAP (Laboratorio de calibración de contadores de alta presión).

Aunque es un asunto de menor relevancia económica frente al anterior, sin embargo, por su posible incidencia en la operación, Enagás también ha continuado durante 2017 su esfuerzo por mejorar los resultados obtenidos en las analíticas de determinados componentes minoritarios del gas natural: Agua, azufre, hidrocarburos y odorante.

Tras la finalización del estudio se han podido determinar medidas como un archivo de incidencias, dotación de equipos de medida portátiles, procedimiento correctivo, evaluación de medidas preventivas.

3. Seguridad operativa

A lo largo de 2017 se ha continuado la línea de investigación en seguridad de los gasoductos y otras instalaciones de Enagás. Los trabajos se han centrado en la mejora de los modelos matemáticos utilizados. Para ello se ha mantenido la participación en diferentes proyectos conjuntos internacionales, hecho que además ha permitido confirmar que el nivel de seguridad de las instalaciones de Enagás es adecuado y está alineado con el de otras compañías extranjeras de características similares.

También se ha continuado actualizando las herramientas desarrolladas para atender las necesidades de diferentes áreas de la Compañía tanto en el diseño de nuevas instalaciones como en la operación de las existentes.

Todo lo indicado se ha llevado a efecto de acuerdo con la legislación vigente en la materia.

4. Materiales y equipos

Enagás, durante 2017, ha proseguido las actuaciones para mantener actualizado un conjunto de especificaciones y requisitos técnicos, aplicables a los materiales y equipos con los que diseña, construye y opera sus instalaciones, que recoja el estado del arte en todo momento y que asegure que se adoptan así las mejores alternativas para permitir, sin menoscabo de los niveles de seguridad, optimizar el coste total (CAPEX + OPEX) de dichas instalaciones para la Compañía. Con este objeto se trabaja activamente en diferentes organismos y entidades tecnológicas nacionales e internacionales. Al respecto se destaca la participación en organizaciones del ámbito normativo (ISO; AENOR; BEQUINOR) y en grupos y asociaciones de investigación y desarrollo (GERG; EPRG).

5. Evolución infraestructura gasista

En Enagás se es consciente de la amplísima diversidad de escenarios y soluciones hacia los que podría evolucionar en un futuro el sector energético en un sentido amplio. Como consecuencia, y con independencia de otras acciones que se llevan a cabo en diversas áreas de la compañía para adelantarse a los acontecimientos y adaptarse a los profundos cambios que sin duda llegarán, en el ámbito del I+D se permanece en contacto con las tecnologías complementarias y/o alternativas al gas natural y que además pudieran servir de una parte o de la totalidad de la infraestructura gasista en su hipotético futuro desarrollo e implantación. En este sentido se consideran actualmente como tecnologías más plausibles las siguientes: mezclas de hidrógeno con gas natural en determinados porcentajes; hidrógeno puro; biogás y biometano. Adicionalmente también se contempla la posibilidad de un futuro desarrollo de las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂. En este supuesto la experiencia y el "Know-How"

de Enagás serían de plena aplicación, por su similitud, en el despliegue de las diferentes infraestructuras ligadas a dicha tecnología (transporte por tubería y almacenamiento subterráneo de CO₂).

En línea con lo anterior, durante el año 2017 se ha proseguido y finalizado el desarrollo del Proyecto RENOVAGAS, proyecto del que Enagás fue impulsor y que lideró, cuya conclusión se produjo en junio de 2017. Este proyecto consistió, fundamentalmente, en el diseño y montaje de una instalación piloto, de 15 kW de potencia, que permite transformar el CO₂ presente en la corriente del biogás producido en la Planta de tratamiento de residuos de FCC-AQUALIA de Jerez de la Frontera en metano. Para ello la corriente de biogás se hace pasar por un reactor que, mediante catalizadores adecuados y contando con aporte de hidrógeno producido por hidrólisis con excedentes de energía eléctrica de origen renovable, hace reaccionar el CO₂ con el hidrógeno produciendo metano.

Por último, también durante 2017 se ha prolongado la participación en la Plataforma española del CO₂ y la colaboración en dos proyectos europeos muy prometedores (HYREADY; NGHPIPE) que abordan la viabilidad de inyectar hidrógeno, en determinados porcentajes, en las redes de gas.

VII. Adquisición y enajenación de acciones propias

No se ha producido adquisición de acciones propias durante el ejercicio 2017.

El Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. en fecha 19 de febrero de 2018, y en cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital y del artículo 37 del Código de Comercio, formuló las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2017, el cual viene constituido por los documentos anexos que preceden a este escrito, rubricados por el Secretario y con el sello de la Sociedad.

Declaración de responsabilidad.

A los efectos dispuestos en el artículo 8.1.b) del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, los administradores firmantes declaran que, hasta donde alcanza su conocimiento, las cuentas anuales consolidadas, elaboradas con arreglo a los principios de contabilidad aplicables, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados del Grupo y que el Informe de Gestión incluye un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición del Grupo, junto con la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan. Asimismo declaran que no les consta que los administradores que no firman hayan mostrado disconformidad respecto de las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión.

Presidente

D. Antonio Llardén Carratalá

Consejero Delegado

D. Marcelino Oreja Arburúa

Consejeros

Sociedad Estatal de Participaciones Industriales-SEPI
(Representada por D. Bartolomé Lora Toro)

D. Luis Javier Navarro Vigil

D. Martí Parellada Sabata

D. Luis García del Río

D. Gonzalo Solana González

D. Luis Valero Artola

D Antonio Hernández Mancha

D^a Ana Palacio Vallelersundi

D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega

Dña. Rosa Rodríguez Díaz

Dña. Isabel Tocino Biscarolasaga

Secretario del Consejo

D. Rafael Piqueras Bautista