



Gas Natural Fenosa

Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2016

Contenido	Página
Balance de situación consolidado intermedio	1
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia	2
Estado consolidado de resultado global intermedio	3
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio	4
Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio	5
Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados	6

Balance de situación consolidado intermedio

(en millones de euros)

	30/06/16	31/12/2015
ACTIVO		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	10.590	10.525
Fondo de comercio	4.970	4.962
Otro inmovilizado intangible	5.620	5.563
Inmovilizado material (Nota 5)	23.626	23.693
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	1.669	1.730
Activos financieros no corrientes (Nota 6)	1.340	1.387
Activo por impuesto diferido	1.104	1.070
ACTIVO NO CORRIENTE	38.329	38.405
Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 7)	1.099	955
Existencias	721	826
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.849	5.191
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.324	4.521
Otros deudores	420	472
Activos por impuesto corriente	105	198
Otros activos financieros corrientes (Nota 6)	282	365
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.763	2.390
ACTIVO CORRIENTE	9.714	9.727
TOTAL ACTIVO	48.043	48.132
PATRIMONIO Y PASIVO		
Capital social	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Reservas	9.568	9.077
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	645	1.502
Dividendo a cuenta	-	(408)
Ajustes por cambios de valor	(447)	(613)
Activos Financieros disponibles para la venta	11	4
Operaciones de cobertura	(79)	(119)
Diferencias de conversión	(379)	(498)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	14.575	14.367
Participaciones no dominantes	4.218	4.151
PATRIMONIO NETO (Nota 8)	18.793	18.518
Ingresos diferidos	846	853
Provisiones no corrientes (Nota 9)	1.438	1.488
Pasivos financieros no corrientes (Nota 6)	14.798	15.653
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	14.751	15.599
Otros pasivos financieros	47	54
Pasivo por impuesto diferido	2.654	2.543
Otros pasivos no corrientes	917	944
PASIVO NO CORRIENTE	20.653	21.481
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenido para la venta (Nota 7)	664	585
Provisiones corrientes (Nota 8)	104	193
Pasivos financieros corrientes (Nota 6)	3.884	2.595
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	3.756	2.446
Otros pasivos financieros	128	149
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.549	4.008
Proveedores	2.784	3.096
Otros acreedores	661	777
Pasivos por impuesto corriente	104	135
Otros pasivos corrientes	396	752
PASIVO CORRIENTE	8.597	8.133
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	48.043	48.132

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Gas Natural Fenosa

Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia

(en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2016	2015 (1)
Importe neto de la cifra de negocio <i>(Nota 10)</i>	11.409	13.416
Aprovisionamientos <i>(Nota 11)</i>	(7.556)	(9.368)
Otros ingresos de explotación	110	101
Gastos de personal <i>(Nota 12)</i>	(506)	(505)
Otros gastos de explotación <i>(Nota 13)</i>	(1.163)	(1.178)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado <i>(Nota 5)</i>	(868)	(872)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	21	28
Otros resultados	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.447	1.622
Ingresos financieros	60	74
Gastos financieros	(475)	(525)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	-	1
Diferencias de cambio	-	-
RESULTADO FINANCIERO <i>(Nota 14)</i>	(415)	(450)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(11)	7
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.021	1.179
Impuesto sobre beneficios <i>(Nota 15)</i>	(240)	(288)
RESULTADO DEL PERÍODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	781	891
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos <i>(Nota 7)</i>	30	13
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	811	904
Atribuible a:		
Sociedad dominante	645	751
Procedente de operaciones continuadas	631	745
Procedente de operaciones interrumpidas	14	6
Participaciones no dominantes	166	153
	811	904
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la sociedad dominante <i>(Nota 8)</i>	0,63	0,81
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la sociedad dominante <i>(Nota 8)</i>	0,64	0,82

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile en aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.5 y 7).

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Gas Natural Fenosa

Estado consolidado de resultado global intermedio

(en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2016	2015
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	811	904
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	107	253
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(11)	2
Efecto impositivo	3	(1)
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por coberturas de flujo de efectivo	(35)	27
Activos Financieros disponibles para la venta	8	9
Diferencias de conversión	166	192
Efecto impositivo	7	(10)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	(31)	34
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	(16)	(3)
<i>Diferencias de conversión</i>	(15)	36
<i>Efecto impositivo</i>	-	1
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	71	(26)
Por coberturas de flujo de efectivo	92	(41)
Diferencias de conversión	-	-
Efecto impositivo	(24)	12
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	3	3
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	4	5
<i>Diferencias de conversión</i>	-	-
<i>Efecto impositivo</i>	(1)	(2)
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL PERÍODO	178	227
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL PERÍODO	989	1.131
Atribuible a:		
Sociedad dominante	801	890
Participaciones no dominantes	188	241

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Gas Natural Fenosa

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio (en millones de euros)

	Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad dominante					Participaciones no dominantes	Total Patrimonio neto
	Capital social	Prima de emisión y Reservas	Resultado	Ajustes por cambios de valor	Subtotal		
Balance a 01/01/15	1.001	11.877	1.462	(199)	14.141	3.879	18.020
Resultado global total del período	-	1	751	138	890	241	1.131
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	950	(1.462)	-	(512)	(102)	(614)
Combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones	-	64	-	-	64	(191)	(127)
Balance a 30/06/15	1.001	12.892	751	(61)	14.583	3.827	18.410
Resultado global total del período	-	4	751	(552)	203	54	257
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	(408)	-	-	(408)	(86)	(494)
Combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	5	5
Otras variaciones	-	(11)	-	-	(11)	351	340
Balance a 31/12/15	1.001	12.477	1.502	(613)	14.367	4.151	18.518
Resultado global total del período	-	(10)	645	166	801	188	989
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	909	(1.502)	-	(593)	(114)	(707)
Combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Balance a 30/06/16	1.001	13.376	645	(447)	14.575	4.218	18.793

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Gas Natural Fenosa

Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio (en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2016	2015
Resultado antes de impuestos	1.021	1.179
Ajustes del resultado	1.240	1.234
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	868	893
Otros ajustes del resultado neto	372	341
Cambios en el capital corriente	199	(123)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(661)	(679)
Pagos de intereses	(502)	(587)
Cobros de intereses	13	12
Cobros de dividendos	36	56
Pagos por impuesto sobre beneficios	(208)	(160)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	1.799	1.611
Pagos por inversiones:	(912)	(982)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(2)	(56)
Inmovilizado material e intangible	(857)	(894)
Otros activos financieros	(53)	(32)
Cobros por desinversiones:	32	213
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	-	-
Inmovilizado material e intangible	9	1
Otros activos financieros	23	212
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	24	24
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	24	24
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(856)	(745)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	-	(51)
Emisión	-	493
Adquisición	-	(544)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	501	(1.640)
Emisión	3.900	3.686
Devolución y amortización	(3.399)	(5.326)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(1.026)	(469)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(46)	(57)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	(571)	(2.217)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	1	(60)
VARIACION DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	373	(1.411)
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	2.390	3.572
Efectivo y equivalentes al final del periodo	2.763	2.161

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Nota 1. Información general

Gas Natural SDG, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó en 1843 y tiene su domicilio social en plaza del Gas, número 1, de Barcelona.

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

Gas Natural Fenosa opera principalmente en España y fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, el resto de Europa y África.

En la Nota 4 se incluye información financiera por segmentos de operación y sobre áreas geográficas.

Las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35.

Nota 2. Marco regulatorio

En relación al marco regulatorio descrito en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2015, cabe destacar los siguientes aspectos correspondientes al primer semestre de 2016:

El 13 de enero se publicó la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), por la que se determina la anualidad correspondiente a 2015 y el importe pendiente de compensación a 26 de octubre de 2015, de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la disposición adicional séptima de la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta resolución supone el cierre definitivo de la moratoria nuclear, ya que con fecha 26 octubre 2015, el Fondo de titulización de activos resultantes de la moratoria nuclear, salda todos sus compromisos de pago quedando a cero el importe pendiente de compensación a las centrales de Lemóniz, Valdecaballeros y Trillo II (centrales incluidas dentro de la moratoria nuclear).

El 21 de enero se publicó la Resolución de 18 de enero de 2016, de la DGPEM, por la que se resuelve la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre. Resultaron adjudicados el total de los MW tanto eólicos como de biomasa, con la particularidad de que en ambas tecnologías, el descuento resultó del 100% por lo que ningún adjudicatario recibirá retribución por los costes de inversión.

El 22 de febrero se publicó la Resolución de 16 de febrero de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del sistema eléctrico del año 2012, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010. Con esta Resolución se permite realizar la liquidación definitiva de 2012.

El 31 de marzo se publicó la Resolución de 29 de marzo de la DGPEM por la que se publica la tarifa de último recurso (TUR) de gas natural aplicable a partir del 1 de abril, que contempla una bajada de la TUR media del 3%.

El 11 de junio se publicó la Resolución de 6 de junio, de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el mercado organizado del gas como la figura de los creadores de mercado, la adquisición del gas colchón para Yela y la adquisición del gas talón y el gas de maniobra.

El 17 de junio se publicaron sendas Órdenes Ministeriales (Orden IET/980/2016, de 10 de junio y Orden IET/981/2016, de 15 de junio) por las que se establecen la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica y de la de las empresas titulares de las instalaciones de transporte para el año 2016.

En Colombia, con fecha 23 de abril de 2016 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó

una resolución en la que finaliza la aplicación del esquema de tarifas diferenciales que se estableció en marzo de 2016 en la Resolución CREG 029 de 2016.



En Argentina el 1 de Abril de 2016 se publicó la Resolución del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MEyM) N° 28 de 2016 mediante la cual se establecen nuevos precios en punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) para gas natural y nuevos precios para gas propano destinado a distribución. La resolución establece nuevos precios en PIST para el gas natural, nuevos precios en PIST bonificados para los usuarios residenciales de gas natural que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto al mismo período del año anterior, nuevos precios del gas propano. Por otro lado, instruye al ENARGAS a adecuar el Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios del Estado Nacional, debiendo adoptar para los usuarios Residenciales, los criterios de elegibilidad para ser beneficiario de la "tarifa social" que estará bonificada al 100%.

Por otro lado, el día 1 de Abril de 2016 se publicó la Resolución del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MEyM) N° 31 de 2016 "Ente Nacional Regulador del Gas. Revisión Tarifaria Integral" cuyo objeto es articular el proceso de Revisión Tarifaria Integral en su conjunto instruyendo al ENARGAS a realizar los procedimientos de revisión necesarios.

El 7 de julio la Cámara Federal de La Plata dictó un fallo que obligaría a retrotraer la situación tarifaria del servicio de gas natural en Argentina a la existente al 31 de marzo de 2016. Por el momento, la distribuidora está temporalmente impedida de aplicar en La Matanza, Pilar, Escobar y Mercedes las nuevas tarifas vigentes desde abril como medida cautelar. La Cámara declaró en la sentencia referida (caso CEPIS) la nulidad de las resoluciones N° 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MEyM). El MEyM presentó un recurso extraordinario ante la Cámara Federal de La Plata para que el tema sea tratado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) y ello implicaría la suspensión de los efectos de la decisión judicial. La Cámara ha aclarado que su sentencia es de cumplimiento efectivo.

Por su lado, el 12 de julio el MEyM dictó la Resolución N° 129 de 2016 que pretende mitigar los efectos de los aumentos tarifarios y a tal fin establece para todo el año 2016 bonificaciones a través de topes sobre el total de las facturas que se emitan de acuerdo a los cuadros tarifarios cuestionados. Se fija para clientes residenciales un tope de facturación del 400%, con impuestos incluidos, sobre la factura emitida en el mismo período de facturación del año anterior. En el caso de los comercios y pymes el tope es del 500%. En base a lo resuelto por la Cámara respecto de los efectos de su sentencia, el ENARGAS ha instruido a las Licenciatarias (Nota N°0648 del 15 de julio de 2016) únicamente a que preparen sus sistemas de facturación, aunque no aclara para facturar en qué ámbito tarifario. Se presentará en breve un pedido de aclaratoria en orden a la necesidad de facturación.

Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2015 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2016.

Los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2016 de Gas Natural Fenosa han sido formulados por el Consejo de Administración el 22 de julio de 2016 de acuerdo con la NIC 34 "Información financiera intermedia" y deben leerse junto con las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 que han sido preparadas de conformidad con el Reglamento (CE) n° 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo (en adelante "NIIF-UE").

En consecuencia, no ha sido preciso repetir ni actualizar determinadas notas o estimaciones incluidas en las mencionadas Cuentas anuales consolidadas. En su lugar, las notas explicativas seleccionadas adjuntas incluyen una explicación de los sucesos o variaciones que resultan, en su caso, significativos para la explicación de los cambios en la situación financiera y en los resultados de las operaciones, del resultado global total, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados de Gas Natural Fenosa desde el 31 de diciembre de 2015, fecha de las Cuentas anuales consolidadas anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2016.

Las cifras contenidas en estos estados financieros intermedios resumidos consolidados se muestran en millones de euros, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

3.2 Principales riesgos e incertidumbres

Los principales riesgos e incertidumbres coinciden con los desglosados en las Cuentas anuales consolidadas y el Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2015, sin cambios significativos desde su publicación. En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 no se han producido cambios significativos en el entorno empresarial o económico, ni en el regulatorio que puedan dar lugar a deterioro de los valores contables a 30 de junio de 2016 de fondo de comercio, de inmovilizado intangible y de inmovilizado material de Gas Natural Fenosa.

El 23 de junio de 2016 los votantes de Reino Unido apoyaron la salida de su país de la Unión Europea ("Brexit"). Si bien la salida de Reino Unido irá acompañada de un proceso de negociación que se prolongará durante un periodo de tiempo a día de hoy indefinido, ya se han producido las primeras consecuencias, tanto en los mercados de capitales como en los de divisas. Sin embargo, la exposición de Gas Natural Fenosa al riesgo derivado del denominado "Brexit" es prácticamente nula, por lo que las conclusiones descritas en el párrafo anterior sobre riesgos e incertidumbres no varían.

3.3 Estacionalidad

La demanda de gas natural es estacional, siendo, generalmente, el suministro y comercialización de gas en Europa mayor en los meses más fríos de octubre a marzo y menor durante los meses más cálidos de abril a septiembre. Esta estacionalidad se compensa parcialmente con el aumento de la demanda en Latinoamérica y de la demanda de gas natural para usos industriales y producción eléctrica, normalmente más estable durante todo el año. Debido a dicha estacionalidad, los ingresos y los resultados de las operaciones de las actividades del segmento "Gas" son más altos durante el primer y cuarto trimestres y más bajos durante el segundo y tercer trimestres. Por otro lado, la demanda de electricidad tiende a aumentar durante los meses de verano en España, sobre todo en julio y agosto, por lo que los ingresos y los resultados de las operaciones del segmento "Electricidad" son más altos en España, en dicho periodo.

3.4 Políticas contables

Las políticas contables que se han seguido en estos estados financieros intermedios resumidos consolidados son las mismas que en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2015.

Entrada en vigor de nuevas normas contables

Como consecuencia de la aprobación, publicación y entrada en vigor el 1 de enero de 2016 se han aplicado las siguientes normas y modificaciones:

- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2010-2012;
- NIC 19 (Modificación), "Planes de prestaciones definidas: aportaciones de los empleados".
- NIIF 11 (Modificación), "Contabilización de las adquisiciones de participaciones en las operaciones conjuntas";
- NIC 16 y NIC 38 (Modificación), "Aclaración de los métodos aceptables de amortización";
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2012-2014;
- NIC 1 (Modificación), "Iniciativa sobre información a revelar";
- NIC 27 (Modificación), "Método de la participación en los estados financieros separados".

La aplicación de las anteriores normas, modificaciones e interpretaciones no ha supuesto ningún impacto significativo en los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Adicionalmente, se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea la siguiente modificación con entrada en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad al 1 de enero de 2016:

- NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 (Modificación), "Entidades de inversión: exención a la consolidación".

Del análisis de estas nuevas normas contables, interpretaciones y modificaciones a aplicar en los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2016, Gas Natural Fenosa no espera que su aplicación tenga efectos significativos sobre los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Finalmente, el IASB ha emitido las siguientes normas y modificaciones con entrada en vigor entre el 1 de enero de 2017, 2018 y 2019 que se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea:

- NIIF 15, "Ingresos ordinarios de contratos con clientes";
- NIIF 9, "Instrumentos financieros";
- NIIF 16, "Arrendamientos";
- NIC 12 (Modificación), "Reconocimiento de activos por impuesto diferido de pérdidas no realizadas";
- NIC 7 (Modificación), "Iniciativa sobre información a revelar".

Gas Natural Fenosa está evaluando el impacto que la aplicación de estas normas tendrá sobre los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

3.5 Comparación de la información

Con fecha 18 de diciembre de 2015 Gas Natural Fenosa, que mantiene una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., firmó un acuerdo con un grupo de accionistas que mantiene actualmente una participación del 22,4% en Gasco, S.A., denominado Familia Pérez Cruz, para la división de la sociedad Gasco, S.A. en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural que permanecerá bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo (GLP) de la Familia Pérez Cruz. La mencionada división fue aprobada por la Junta Extraordinaria de accionistas de Gasco, S.A. celebrada el 30 de marzo de 2016. Una vez materializada la división, con fecha 6 de julio de 2016 cada una de las partes ha lanzado una oferta pública de adquisición de acciones por el 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. Ambas partes se han comprometido a acudir con sus participaciones a la otra oferta pública. No se espera que la operación de desinversión de GLP, que se espera materializar en el tercer trimestre de este ejercicio, genere para Gas Natural Fenosa una plusvalía significativa.

Como consecuencia del acuerdo anterior, a 31 de diciembre 2015 los activos netos del negocio de GLP fueron considerados como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta, en aplicación de la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas". Por otro lado, se consideró que se trata de una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representa una línea de negocio significativa y separada del resto. Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 5, se presenta en la cuenta de resultados consolidada el resultado procedente de las operaciones interrumpidas en una única línea separada del resto y se presenta del mismo modo la información comparativa del período anterior re-expresada, sin impacto alguno en el resultado neto.

A continuación se detallan los impactos derivados de la re-expresión en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada a 30 de junio de 2015, sin impacto en resultado neto:



Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del 30 de junio de 2015

	30/06/2015	Aplicación NIIF 5	30/06/2015 re-expresado
Importe neto de la cifra de negocio	13.685	(269)	13.416
Aprovisionamientos	(9.531)	163	(9.368)
Otros ingresos de explotación	102	(1)	101
Gastos de personal	(528)	23	(505)
Otros gastos de explotación	(1.209)	31	(1.178)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(893)	21	(872)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	28	-	28
Otros resultados	-	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.654	(32)	1.622
RESULTADO FINANCIERO	(463)	13	(450)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	7	-	7
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.198	(19)	1.179
Impuesto sobre beneficios	(294)	6	(288)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	904	(13)	891
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	-	13	13
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	904	-	904
Atribuible a:			
Sociedad dominante	751	-	751
Participaciones no dominantes	153	-	153
	904	-	904
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	0,82	(0,01)	0,81
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	0,82	-	0,82

3.6 Perímetro de consolidación

Ejercicio 2016

En abril de 2016, Unión Fenosa Gas (sociedad consolidada por el método de la participación) vendió a la Xunta de Galicia y al Grupo Tojeiro, a través de Gasifica, S.A., su participación del 21,0% en Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa) por un importe de 28 millones de euros, generando para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de 1 millón de euros.

Por otro lado, en junio de 2016 Unión Fenosa Gas ha alcanzado un acuerdo con Enagás para la venta, a través de Infraestructuras de Gas S.A. de su participación del 42,5% en Planta de regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas) por 106 millones de euros. Esta operación está sujeta a las aprobaciones de las autoridades regulatorias, estimándose para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de 21 millones de euros.

Finalmente, con fecha 30 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa ha firmado con Enagás un acuerdo de venta del 20,0% de la participación que posee en GNL Quintero, S.A. (Chile) a través de la sociedad Aprovisionadora Global de Energía (AGESA), en la que Gas Natural Fenosa mantiene una participación de control del 60,2%, por 200 millones de dólares (177 millones de euros). La operación acordada, que está



sujeta al posible ejercicio del derecho de adquisición preferente del resto de accionistas de acuerdo con el correspondiente acuerdo societario, prevé cerrarse a lo largo del año. Este acuerdo permitirá a Gas Natural Fenosa obtener unas plusvalías netas de impuestos de aproximadamente 32 millones de euros por su participación patrimonial actual del 36,9% en AGESA. La venta de esta participación no afecta al acceso a mercados finales, ya que se conservan los contratos de importación de gas natural y de capacidad de regasificación, así como los eventuales derechos de obtener nueva capacidad en futuras ampliaciones de la planta. La participación en GNL Quintero, S.A. ha sido clasificada contablemente a 30 de junio de 2016, en aplicación de la NIIF 5, como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Ejercicio 2015

En 2015 las principales variaciones en el perímetro de consolidación correspondieron a la enajenación en julio de 2015 de la participación del 44,9% de la sociedad de distribución eléctrica Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A y a la adquisición, en octubre de 2015, del 100% de la sociedad de energía renovables Gecal Renovables, S.A..

Además, si bien se trató de una transmisión sin pérdida de control y que por tanto continuó integrándose por integración global, en octubre de 2015 se produjo una variación en el porcentaje de participación de Global Power Generation S.A. (GPG), sociedad que integra los activos de generación internacional de Gas Natural Fenosa, que pasó del 100% al 75%, como consecuencia de un acuerdo con Kuwait Investment Authority (KIA) para convertirse en socio del 25% de GPG.

En el Anexo I se recogen las variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2016 y en el ejercicio 2015.

Nota 4. Información financiera por segmentos

Un segmento de operación es un componente que desarrolla actividades de negocio por las que puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos, cuyos resultados de explotación son revisados de forma regular por el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A en la toma de decisiones de explotación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento, y en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada.

Sin producirse ninguna modificación en la definición de los segmentos de Gas Natural Fenosa respecto al pasado ejercicio, se presentan los negocios de CGE dentro de distribución gas Latinoamérica y distribución electricidad Latinoamérica en línea con la información de gestión interna.

a) Información por segmentos

Los segmentos de operación de Gas Natural Fenosa son:

- Distribución de gas. Engloba el negocio regulado de distribución de gas en España, Italia y Latinoamérica.

El negocio de distribución de gas en España incluye la actividad regulada de distribución de gas, los servicios de acceso de terceros a la red, además de las actividades conexas con la distribución.

La distribución de gas en Italia consiste en la distribución regulada de gas.

El negocio de distribución de gas en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú) incluye la actividad regulada de distribución de gas y las ventas a clientes a precios regulados.

- Distribución de electricidad. Engloba el negocio regulado de distribución de energía eléctrica en España, Moldavia y Latinoamérica.

El negocio de distribución de electricidad en España incluye la actividad regulada de distribución de electricidad, las actuaciones de servicios de red y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución.

El negocio de distribución de electricidad en Moldavia consiste en la distribución regulada de



electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito del país.

El negocio de distribución de electricidad en Latinoamérica corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile, Colombia y Panamá y la transmisión de electricidad en Chile. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

- Gas. Incluye la actividad derivada de las infraestructuras de gas, la actividad de aprovisionamiento y comercialización y de Unión Fenosa Gas.

El negocio de infraestructuras incluye las actividades de exploración y de producción de gas desde el momento de su extracción hasta el proceso de licuefacción. También recoge las actividades de la cadena de valor de Gas Natural Licuado (GNL) desde su salida de los países exportadores (plantas de licuefacción) hasta los puntos de entrada de los mercados finales, incluyendo el transporte marítimo del GNL y el proceso de regasificación. También incluye la operación del gasoducto Magreb-Europa.

El negocio de Aprovisionamiento y Comercialización incluye las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas natural a clientes mayoristas y minoristas del mercado liberalizado español y resto de Europa, además del suministro de productos y servicios relacionados con la comercialización minorista. Asimismo, incluyen las ventas de gas natural a clientes fuera de España.

El negocio de Unión Fenosa Gas (participada en un 50% por Gas Natural Fenosa y en un 50% por otro socio y consolidada por el método de la participación) incluye las actividades de licuefacción en Damietta (Egipto), de transporte marítimo, de regasificación en Sagunto y de aprovisionamiento y comercialización de gas.

- Electricidad. Incluye la generación de electricidad y comercialización en España y las actividades de Global Power Generation.

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad mediante centrales de ciclo combinado, térmicas, nucleares, hidráulicas, cogeneración y parques de generación eólica, así como otras tecnologías renovables, el suministro de electricidad en mercados mayoristas y la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español.

El negocio de Global Power Generation incluye principalmente las actividades de generación internacional del grupo en Latinoamérica (México, Costa Rica, República Dominicana, Panamá y Puerto Rico, esta última a través de la sociedad EcoEléctrica, L.P. y consolidada por el método de la participación) y Resto (Kenia y Australia).

- Otros. Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica y el resto de las actividades.

El Resultado financiero neto y el Impuesto sobre beneficios no se asignan a los segmentos de explotación dado que tanto las actividades de financiación como los efectos fiscales del Impuesto sobre sociedades se gestionan de manera conjunta.

Los resultados e inversiones por segmentos para los períodos de referencia son los siguientes:

Seis meses terminados a 30 de junio de 2016	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad			Eliminaciones	TOTAL	
	Italia		Latinoamérica	España		Moldavia	Latinoamérica	Total		UF GAS		Total			
	España	Italia	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica			Latinoamérica
Importe neto cifra negocios consolidado	529	43	1.765	2.337	394	119	2.305	2.818	13	3.685	2.041	343	172	11.409	
Importe neto cifra negocios entre segmentos	52	-	-	52	22	-	22	22	146	683	532	10	103	1.548	
Importe neto cifra negocios segmentos	581	43	1.765	2.389	416	119	2.305	2.840	159	4.368	2.573	353	275	11.409	
Aprovisionamientos segmentos	(9)	-	(1.185)	(1.194)	-	(96)	(1.696)	(1.782)	(1)	(3.936)	(1.834)	(166)	(112)	1.469	
Gastos de personal neto	(39)	(6)	(60)	(105)	(45)	(3)	(100)	(148)	(2)	(37)	(68)	(22)	(90)	(506)	
Otros ingresos/gastos de explotación	(109)	(8)	(143)	(260)	(68)	(5)	(169)	(242)	(10)	(118)	(295)	(41)	(3)	(890)	
EBITDA	424	29	377	830	303	25	340	668	146	277	423	124	36	2.457	
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortización y pérdidas por deterioro de innov.	(144)	(12)	(79)	(235)	(110)	(3)	(76)	(189)	(39)	(13)	(263)	(65)	(64)	(868)	
Dotación a provisiones	-	-	(13)	(13)	-	-	(85)	(85)	-	(23)	(20)	-	(1)	(142)	
Resultado de explotación	280	17	285	582	193	22	179	394	107	241	348	59	(29)	1.447	
Resultado financiero neto	-	-	7	7	-	-	4	4	-	(43)	(43)	21	-	(415)	
Resultado método participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11)	
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.021	
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(240)	
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	781	
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	811	
Inversiones innov. material e intangible (Nota 5) (1)	132	13	112	257	106	2	144	252	2	12	14	39	30	629	

Seis meses terminados a 30 de junio de 2015	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad			Eliminaciones	TOTAL	
	Italia		Latinoamérica	España		Moldavia	Latinoamérica	Total		UF GAS		Total			
	España	Italia	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica	Latinoamérica			Latinoamérica
Importe neto cifra negocios consolidado	526	46	2.055	2.627	387	129	2.308	2.824	7	5.149	2.291	394	124	13.416	
Importe neto cifra negocios entre segmentos	65	-	-	65	22	-	-	22	150	685	546	15	177	1.660	
Importe neto cifra negocios segmentos	591	46	2.055	2.692	409	129	2.308	2.846	157	5.834	2.837	409	301	13.416	
Aprovisionamientos segmentos	(10)	-	(1.432)	(1.442)	(1)	(103)	(1.663)	(1.787)	(2)	(5.221)	(2.082)	(216)	(212)	(9.368)	
Gastos de personal neto	(37)	(6)	(65)	(108)	(46)	(3)	(104)	(153)	(2)	(33)	(65)	(19)	(125)	(905)	
Otros ingresos/gastos de explotación	(108)	(7)	(146)	(261)	(73)	(5)	(181)	(259)	(10)	(125)	(333)	(41)	(40)	(923)	
EBITDA	438	33	412	881	289	18	340	647	143	455	598	133	4	2.620	
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortización y pérdidas por deterioro de innov.	(146)	(13)	(90)	(249)	(107)	(3)	(76)	(186)	(39)	(12)	(51)	(62)	(64)	(872)	
Dotación a provisiones	-	-	(11)	(11)	-	-	(63)	(63)	-	(31)	(31)	(20)	(1)	(126)	
Resultado de explotación	290	20	311	621	182	15	201	398	104	412	516	71	(61)	1.622	
Resultado financiero neto	-	-	6	6	1	-	6	7	-	(32)	(32)	22	1	(450)	
Resultado método participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.179	
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(288)	
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	891	
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas	-	-	13	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	891	
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	891	
Inversiones innov. material e intangible (Nota 5) (1)	136	9	135	280	78	3	128	209	3	15	18	26	43	629	

(1) Se incluye la inversión en "inmovilizado intangible" e "inmovilizado material" a los derechos de emisión por importe de 16 millones de euros a 30 de junio de 2016 (36 millones de euros a 30 de junio de 2015).

(2) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile en aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.5 y 7).

a) Información por áreas geográficas

El importe neto de la cifra de negocio de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses terminado en 2016 y 2015 asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2016	2015
España	5.104	6.054
Resto de Europa	1.287	1.411
Latinoamérica	4.665	5.239
Resto del Mundo	353	712
Total	11.409	13.416

Nota 5. Inmovilizado intangible e inmovilizado material

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 en el inmovilizado intangible y en el inmovilizado material es el siguiente:

	Fondo de comercio	Otro inmovilizado intangible	Total inmovilizado intangible	Inmovilizado material
Valor neto contable a 31/12/15	4.962	5.563	10.525	23.693
Coste bruto	4.962	8.279	13.241	34.889
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(2.716)	(2.716)	(11.196)
Valor neto contable a 01/01/16	4.962	5.563	10.525	23.693
Inversión	-	117	117	528
Desinversión	-	(102)	(102)	(20)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	-	(158)	(158)	(710)
Diferencias de conversión	8	231	239	92
Reclasificaciones y otros	-	(31)	(31)	43
Valor neto contable a 30/06/16	4.970	5.620	10.590	23.626
Coste bruto	4.970	8.566	13.536	35.441
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(2.946)	(2.946)	(11.815)
Valor neto contable a 30/06/16	4.970	5.620	10.590	23.626

En la Nota 4 se desglosan las inversiones por segmentos de operación que incluyen como más significativas las realizadas en inversiones recurrentes para la planificación y desarrollo de la red de distribución de gas y de electricidad.

Gas Natural Fenosa mantiene a 30 de junio de 2016 compromisos de inversión en inmovilizado por 850 millones de euros, básicamente para el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas, el desarrollo de la red de distribución de electricidad y la construcción de cuatro buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero.

Nota 6. Instrumentos financieros

a) Activos financieros

El detalle de los activos financieros, excluyendo "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" y "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes", a 30 de junio de 2016 y a 31 de diciembre de 2015, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

	Disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Valor razonable con cambios a resultados	Total
A 30 junio 2016						
Instrumentos de patrimonio	148	-	-	-	-	148
Derivados	-	-	-	86	-	86
Otros activos financieros	-	1.104	2	-	-	1.106
Activos financieros no corrientes	148	1.104	2	86	-	1.340
Derivados	-	-	-	1	-	1
Otros activos financieros	-	280	1	-	-	281
Activos financieros corrientes	-	280	1	1	-	282
Total activos financieros a 30/06/2016	148	1.384	3	87	-	1.622

	Disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Valor razonable con cambios a resultados	Total
A 31 diciembre 2015						
Instrumentos de patrimonio	141	-	-	-	-	141
Derivados	-	-	-	208	-	208
Otros activos financieros	-	1.035	3	-	-	1.038
Activos financieros no corrientes	141	1.035	3	208	-	1.387
Derivados	-	-	-	2	-	2
Otros activos financieros	-	362	1	-	-	363
Activos financieros corrientes	-	362	1	2	-	365
Total activos financieros a 31/12/2015	141	1.397	4	210	-	1.752

A 30 de junio de 2016, se incluyen dentro de "Préstamos y partidas a cobrar" los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista para los ejercicios iniciados desde 2014 financiados por Gas Natural Fenosa conforme al Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio y que generan el derecho a su recuperación en los quince años siguientes por la parte de déficit definitivo de 2014 y en los cinco años siguientes por el resto financiado, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. Del importe de dicha financiación han sido registrados 207 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros no corrientes" y 37 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" (199 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros no corrientes" y 102 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" a 31 de diciembre de 2015) de acuerdo con el plazo estimado de recuperación a través de las liquidaciones del sistema.

A 30 de junio de 2016, se incluyen en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico para los ejercicios iniciados desde 2014 financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre por importe de 88 millones de euros (68 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) y que generan el derecho a su recuperación en los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. El importe de esta financiación ha sido registrado en su totalidad a corto plazo por entender que se trata de un desajuste temporal que será recuperado a través de las liquidaciones del sistema en el plazo de un año.

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2016 y a 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:



Activos financieros	30 de junio de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Disponibles para la venta	-	-	148	148	-	-	141	141
Derivados de cobertura	-	87	-	87	-	210	-	210
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	87	148	235	-	210	141	351

b) Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros, excluyendo "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" a 30 de junio de 2016 y a 31 de diciembre de 2015, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30 junio 2016	Otros pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	-	4.585	-	4.585
Obligaciones y otros valores negociables	-	10.091	-	10.091
Derivados	-	-	75	75
Otros pasivos financieros	-	47	-	47
Pasivos financieros no corrientes	-	14.723	75	14.798
Deudas con entidades de crédito	-	918	-	918
Obligaciones y otros valores negociables	-	2.822	-	2.822
Derivados	-	-	16	16
Otros pasivos financieros	-	128	-	128
Pasivos financieros corrientes	-	3.868	16	3.884
Total pasivos financieros a 30/06/2016	-	18.591	91	18.682

A 31 diciembre 2015	Otros pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	-	4.802	-	4.802
Obligaciones y otros valores negociables	-	10.632	-	10.632
Derivados	-	-	165	165
Otros pasivos financieros	-	54	-	54
Pasivos financieros no corrientes	-	15.488	165	15.653
Deudas con entidades de crédito	-	741	-	741
Obligaciones y otros valores negociables	-	1.691	-	1.691
Derivados	-	-	14	14
Otros pasivos financieros	-	149	-	149
Pasivos financieros corrientes	-	2.581	14	2.595
Total pasivos financieros a 31/12/2015	-	18.069	179	18.248

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:



Pasivos financieros	30 de junio de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura	-	91	-	91	-	179	-	179
Total	-	91	-	91	-	179	-	179

El valor contable y el valor razonable de la deuda financiera no corriente es el siguiente:

	Valor contable		Valor razonable	
	A 30/06/16	A 31/12/15	A 30/06/16	A 31/12/15
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	10.091	10.632	11.367	11.961
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	4.632	4.856	4.673	4.882

El valor razonable de las emisiones de obligaciones cotizadas se estima de acuerdo a su cotización (Nivel 1). El valor razonable de deudas con tipos de interés fijos se estima sobre la base de los flujos de caja descontados sobre los plazos restantes de dicha deuda. Los tipos de descuento se determinaron sobre los tipos de mercado disponibles a 30 de junio de 2016 y a 31 de diciembre de 2015 sobre deuda financiera con características de vencimiento y crédito similares. Estas valoraciones están basadas en la cotización de instrumentos financieros similares en un mercado activo o en datos observables de un mercado activo (Nivel 2).

En el primer semestre de 2016 y 2015 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido la siguiente:

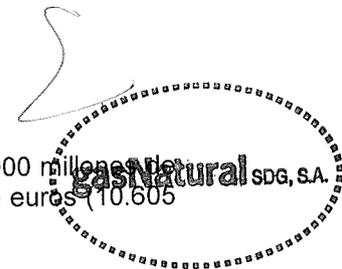
	A	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	A
	01/01/2016				30/06/2016	
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	10.857	3.335	(2.535)	-	(113)	11.544
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	1.466	-	(119)	-	22	1.369
Total	12.323	3.335	(2.654)	-	(91)	12.913

	A	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	A
	01/01/2015				30/06/2015	
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	11.246	1.826	(2.036)	-	(103)	10.933
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	2.004	-	(164)	-	93	1.933
Total	13.250	1.826	(2.200)	-	(10)	12.866

Durante el primer semestre del ejercicio 2016 se cerraron las siguientes emisiones de bonos bajo el programa de Euro Medium Term Notes (EMTN):

Emisión	Nominal	Vencimiento	Cupón (%)
Abril 2016	600	2026	1,250
Abril 2016	300	2021	0,515

La emisión de 300 millones supone la refinanciación de un bono cuyo vencimiento era abril de 2017 con un cupón anual del 2,31%.



El importe total dispuesto dentro del programa, cuyo límite al 30 de junio de 2016 es de 14.000 millones de euros (14.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), asciende a 11.205 millones de euros (10.605 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Durante el primer semestre de 2016, se realizaron emisiones bajo el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por un importe total de 2.435 millones de euros (2.359 millones de euros en el ejercicio 2015). El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a 500 millones de euros (300 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Con fecha 22 de febrero de 2016 se amortizó, a valor nominal, la totalidad de las participaciones preferentes emitidas en mayo de 2003 por Unión Fenosa Financial Services USA, LLC cuyo saldo ascendía a 69 millones de euros y devengaban un tipo de interés del 3,849%.

Nota 7. Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

El desglose por naturaleza de los activos clasificados como mantenidos para la venta y de los pasivos vinculados, a 30 de junio de 2016 y a 31 de diciembre de 2015 correspondientes al negocio de GLP y a la participación en GNL Quintero, S.A. (Nota 3), es el siguiente:

	30/06/2016	31/12/2015
Inmovilizado intangible	192	147
Inmovilizado material	715	671
Otros activos no corrientes	45	23
ACTIVO NO CORRIENTE	952	841
ACTIVO CORRIENTE	147	114
TOTAL ACTIVO	1.099	955
Provisiones no corrientes	13	12
Pasivos financieros no corrientes	295	285
Otros pasivos no corrientes	202	172
PASIVO NO CORRIENTE	510	469
PASIVO CORRIENTE	154	116
TOTAL PASIVO	664	585

El desglose por naturaleza del epígrafe "Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, correspondientes al negocio de GLP en Chile, a 30 de junio de 2016 y 30 de junio de 2015, son los siguientes:

	30/06/2016	30/06/2015
Importe neto de la cifra de negocio	287	269
Aprovisionamientos	(186)	(163)
Otros ingresos de explotación	2	1
Gastos de personal	(22)	(23)
Otros gastos de explotación	(31)	(31)
Amortización de inmovilizado	-	(21)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	50	32
Ingresos financieros	1	1
Gastos financieros	(13)	(14)
RESULTADO FINANCIERO	(12)	(13)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	38	19
Impuesto sobre beneficios	(8)	(6)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	30	13
Atribuible:		
Sociedad dominante	14	6
Participaciones no dominantes	16	7

El desglose del Resultado global total de esta actividad en los periodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 30 de junio de 2015, es el siguiente:



	30/06/2016	30/06/2015
Resultado consolidado del ejercicio	30	13
Ingresos y gastos reconocidos directamente en el patrimonio neto:	18	(8)
Diferencias de conversión	18	(8)
Por coberturas de flujos de efectivo	-	-
Resultado global total del ejercicio	48	5

Nota 8. Patrimonio

Capital social y Prima de emisión

Durante el primer semestre del ejercicio 2016 y durante el ejercicio 2015, no se han producido variaciones en el número de acciones ni en las cuentas de "Capital social" y "Prima de emisión".

Durante el primer semestre del ejercicio 2016 se adquirieron 912.162 acciones propias por importe de 16 millones de euros y se enajenaron totalmente por importe de 16 millones de euros. Durante el primer semestre del ejercicio 2015 se adquirieron 1.438.487 acciones propias por importe de 30 millones de euros y se enajenaron totalmente por importe de 31 millones de euros. Tanto al cierre de junio de 2016 como al cierre del ejercicio 2015, Gas Natural Fenosa no poseía acciones propias en autocartera.

Beneficio por acción

El beneficio por acción se calcula dividiendo el "Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante" entre el número medio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante el período.

	A 30/06/16	A 30/06/15
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante ajustado ⁽¹⁾	645	820
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.000.689.341	1.000.689.341
Beneficio por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	0,63	0,81
- Diluidas	0,63	0,81
Beneficio por acción de las actividades interrumpidas (en euros):		
- Básicas	0,01	0,01
- Diluidas	0,01	0,01

(1) Conforme a NIC33 el Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante para el periodo de seis meses terminado a 30 de junio de 2015 se ajustó por el exceso del importe en libros de las acciones preferentes sobre el importe pagado en su recompra, neto de su efecto fiscal.

Gas Natural Fenosa no tiene emisiones de instrumentos financieros que puedan diluir el beneficio por acción.

Dividendos

A continuación se detallan los pagos de dividendos efectuados durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 y 2015:

	30/06/2016			30/06/2015		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	100%	1,00	1.001	40%	0,40	397
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	100%	1,00	1.001	40%	0,40	397
a) Dividendos con cargo a resultados	100%	1,00	1.001	40%	0,40	397
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-



30 de junio de 2016

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2015 de 0,408 euros por acción, por un importe total de 408 millones de euros acordado el 30 de octubre de 2015 y pagado el día 8 de enero de 2016.

Asimismo, la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2016 aprobó un dividendo complementario de 0,592 euros por acción, por un importe total de 593 millones de euros y pagado el 30 de junio de 2016.

El Consejo de Administración propondrá un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción que será pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016.

30 de junio de 2015

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 0,397 euros por acción, por un importe total de 397 millones de euros acordado el 28 de noviembre de 2014 y pagado el día 8 de enero de 2015.

Asimismo, la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de mayo de 2015 aprobó un dividendo complementario de 0,511 euros por acción, por un importe total de 512 millones de euros y pagado el 1 de julio de 2015.

Participaciones no dominantes

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 en el epígrafe de Participaciones no dominantes es el siguiente:

Saldo a 31/12/15	4.151
Resultado global total del ejercicio	188
Distribución de dividendos	(114)
Otras variaciones	(7)
Saldo a 30/06/16	4.218

Nota 9. Provisiones

El detalle de los epígrafes de provisiones a 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	A 30/06/16	A 31/12/15
Provisiones por obligaciones con el personal	670	659
Otras provisiones	768	829
Total Provisiones no corrientes	1.438	1.488
Total Provisiones corrientes	104	193
Total	1.542	1.681

Se incluyen en el epígrafe de "Otras provisiones" principalmente las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas del desmantelamiento de instalaciones, reclamaciones fiscales, así como de litigios y arbitrajes, seguros y otras responsabilidades. En la Nota 18 se incluye información adicional sobre los pasivos contingentes.

Nota 10. Importe neto de la cifra de negocios



El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2016	2015 (1)
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	5.718	7.407
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	4.954	5.252
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	709	715
Otras ventas	28	42
Total	11.409	13.416

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.5. y 7).

Nota 11. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2016	2015 (1)
Compras de energía	6.165	7.793
Servicio acceso a redes de distribución	1.075	1.110
Otras compras y variación de existencias	316	465
Total	7.556	9.368

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.5. y 7).

Nota 12. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2016	2015 (1)
Sueldos y salarios	421	416
Costes Seguridad Social	68	66
Planes de aportación definida	20	21
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(46)	(44)
Otros	43	46
Total	506	505

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.5. y 7).

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2016	2015 (1)
Hombres	14.398	14.422
Mujeres	5.376	5.384
Total	19.774	19.806

(1) El número medio de empleados para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.5 y 7).

Adicionalmente, el número medio de empleados de las sociedades que se consolidan siguiendo el método de la participación asciende a 936 personas a 30 de junio de 2016 (950 personas el 30 de junio de 2015).

En el cálculo del número medio de empleados a 30 de junio de 2016 y a 30 de junio de 2015 de Gas Natural Fenosa no se ha tenido en cuenta el número de empleados de las sociedades del negocio de GLP en Chile que se han clasificado a operaciones interrumpidas y que ascienden a 1.844 personas y a 1.744 personas respectivamente.



Nota 13. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2016	2015 (1)
Tributos	236	238
Operación y mantenimiento	185	169
Publicidad y otros servicios comerciales	152	161
Dotación a provisiones	142	126
Servicios profesionales y seguros	84	91
Suministros	57	64
Servicios de construcción o mejora	55	64
Prestación de servicios a clientes	36	34
Arrendamientos	35	32
Otros	181	199
Total	1.163	1.178

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de los seis primeros meses de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.5. y 7).

Nota 14. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2016	2015 (1)
Dividendos	8	9
Intereses	14	11
Otros ingresos financieros	38	54
Total ingresos financieros	60	74
Coste de la deuda financiera	(388)	(425)
Gastos por intereses de pensiones	(14)	(15)
Otros gastos financieros	(73)	(85)
Total gastos financieros	(475)	(525)
Valoración a valor razonable derivados financieros:		
Instrumentos financieros derivados	-	1
Diferencias de cambio netas	-	-
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-	-
Resultado financiero neto	(415)	(450)

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de los seis primeros meses de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.5. y 7).

Nota 15. Situación fiscal

El gasto por impuesto sobre las ganancias es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2016	2015 (1)
Impuesto corriente	201	279
Impuesto diferido	39	9
Total	240	288

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada a 30 de junio de 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.5. y 7).

El 27 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, estableciéndose una disminución del tipo general de gravamen del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016.

El gasto por impuesto sobre beneficios se reconoce en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual. La tasa efectiva estimada del primer semestre de 2016 ha ascendido al 23,5% frente al 24,4% del mismo período del año anterior.

La mencionada reducción del tipo impositivo en España del 28% al 25% se ha visto parcialmente mitigada por un incremento del tipo de gravamen en Chile del 22,5% al 24%.

Nota 16. Información de las operaciones con partes vinculadas

A los efectos de información de este apartado se consideran partes vinculadas las siguientes:

- Los accionistas significativos de Gas Natural Fenosa, entendiéndose por tales los que posean directa o indirectamente participaciones iguales o superiores al 5%, así como los accionistas que, sin ser significativos, hayan ejercido la facultad de proponer la designación de algún miembro del Consejo de Administración.

Atendiendo a esta definición, los accionistas significativos de Gas Natural Fenosa son Criteria Caixa, S.A.U, y en consecuencia el grupo "la Caixa" y el grupo Repsol.

- Los administradores y personal directivo de la sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración y el término "personal directivo" significa un miembro del Comité de Dirección y el Director de Auditoría Interna. Las operaciones realizadas con administradores y personal directivo se detallan en la Nota 17.
- Las operaciones realizadas entre sociedades del grupo forman parte del tráfico habitual y se han cerrado en condiciones de mercado. En empresas del grupo se incluye el importe correspondiente al porcentaje de participación de Gas Natural Fenosa sobre los saldos y transacciones con sociedades que se consolidan por el método de la participación.

Los importes agregados de operaciones con accionistas significativos en miles de euros son los siguientes



Gastos e Ingresos (en miles de euros)	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2016			Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2015		
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol		Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	
Gastos financieros	992	-	7	1.567	-	237
Arrendamientos	-	-	3	-	-	257
Recepción de servicios	7.226	3.274	15.429	7.991	2.431	17.303
Compra de bienes	-	122.159	188.630	-	147.376	196.101
Otros gastos (1)	10.126	-	-	13.316	-	-
Total gastos	18.344	125.433	204.069	22.874	149.807	213.898
Ingresos financieros	180	-	255	1.504	-	733
Arrendamientos	-	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	215	1.282	14.072	205	233	10.776
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	304.015	16.667	-	478.950	30.948
Otros ingresos	-	-	1.006	-	-	944
Total ingresos	395	305.297	32.000	1.709	479.183	43.401

Otras transacciones (en miles de euros)	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2016			Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2015		
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol		Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	-	-	-	-	3.064	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (2)	613.530	-	11.026	905.764	-	17.845
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (3)	113.065	-	-	200.040	-	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (4)	147.814	-	-	200.000	-	-
Garantías y avales recibidos	201.667	-	-	156.250	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	311.716	273.873	-	136.375	119.186	-
Otras operaciones (5)	429.770	-	-	643.527	-	-

- (1) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (2) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (3) Incluye básicamente la cesión de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el grupo "la Caixa" realizadas durante cada uno de los ejercicios.
- (4) A 30 de junio de 2016 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 569.000 miles de euros (562.421 miles de euros a 30 de junio de 2015), de las que no se había dispuesto ningún importe a 30 de junio de 2016 y de 2015. A 30 de junio de 2016 el importe de otros préstamos ascendía a 147.814 miles de euros (200.000 miles de euros a 30 de junio de 2015).
- (5) A 30 de junio de 2016 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con el grupo "la Caixa" 396.465 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (454.153 miles de euros a 30 de junio de 2015) y 33.305 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (189.374 miles de euros a 30 de junio de 2015).

Nota 17. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Personal directivo

Retribuciones al Consejo de Administración

El importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo ha ascendido a 2.293 miles de euros a 30 de junio de 2016 (2.293 miles de euros a 30 de junio de 2015).

En los seis primeros meses de 2016 el Consejero Delegado ha percibido por su pertenencia al Consejo de Administración de la sociedad participada CGE un importe de 48 miles de euros (53 miles de euros a 30 de junio de 2015). Estos importes se deducen de la retribución variable anual percibida por el Consejero Delegado.

Los importes devengados por el Consejero Delegado por las funciones ejecutivas en concepto de retribución fija, retribución variable anual, retribución variable plurianual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 606 miles de euros, 553 miles de euros, 430 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2016 (571 miles de euros, 502 miles de euros, 445 miles de euros y 3 miles de euros a 30 de junio de 2015).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 159 miles de euros a 30 de junio de 2016 (163 miles de euros a 30 de junio de 2015).

Retribuciones al Personal directivo

A los efectos exclusivos de la información contenida en este apartado se considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección, excluido el Consejero Delegado cuya retribución ha sido incluida en el apartado anterior, y al Director de Auditoría Interna.

Los importes devengados por el personal directivo en concepto de retribución han ascendido a 4.917 miles de euros a 30 de junio de 2016 (4.874 miles de euros a 30 de junio de 2015).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 1.248 miles de euros a 30 de junio de 2016 (1.246 miles de euros a 30 de junio de 2015).

Operaciones con miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo

Los miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo no han llevado a cabo operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con Gas Natural SDG, S.A. o con las sociedades del grupo.

Nota 18. Pasivos contingentes

En relación a la información sobre litigios y arbitrajes incluida en la Nota 34 "Compromisos y pasivos contingentes" de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015, no se han producido cambios significativos en su situación durante los primeros seis meses de 2016, salvo la comunicación en marzo de 2016 de la sentencia de la Sala Primera de lo Civil de la Corte Suprema de Justicia de Panamá de 25 de noviembre de 2015, que reduce el importe a pagar por las sociedades del grupo Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste S.A. y Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí S.A. (Edemet y Edechi) a 2,5 millones de dólares (2 millones de euros) en lugar de 21 millones de dólares (19 millones de euros). Por su parte, los demandantes han interpuesto un recurso de reconsideración contra esta nueva cuantificación de los daños y perjuicios.

Nota 19. Hechos posteriores

No se han producido hechos significativos posteriores entre el 30 de junio de 2016 y la fecha de formulación de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados.

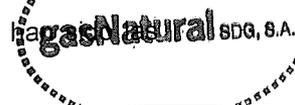
ANEXO I: VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN



Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2016 han sido las siguientes:

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	Derechos de voto adquiridos /dados de baja (%)	Derechos de voto tras la operación (%)	Método de integración tras la operación
Renovables Aragón, S.L.U	Adquisición	1 de marzo	100,0	100,0	Global
Alas Capital Gas Natural, S.A.	Enajenación	11 de marzo	40,0	-	-
Gas Natural Chile, S.A.	Constitución	30 de marzo	55,1	55,1	Global
Sociedad Inversiones Atlántico, S.A.	Constitución	31 de marzo	55,1	55,1	Global
Energías especiales de Andalucía, S.A.	Liquidación	25 de abril	99,0	-	-
Regasificadora del Noroeste, S.A.	Enajenación	28 de abril	11,6	-	-
Leo-Ras, S.L.	Adquisición	15 de mayo	100,0	100,0	Global
Aprovisionadora Global de Energía, S.A.	Constitución	1 de junio	36,9	36,9	Global
Unión Fenosa Financial Services USA, Llc	Liquidación	29 de junio	100,0	-	-

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2015 siguientes:



Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	Derechos de voto adquiridos / dados de baja (%)	Derechos de voto tras la operación (%)	Método de integración tras la operación
Oficina de cambios de suministrador, S.A.	Liquidación	2 de enero	20,0	-	-
Gas Natural Fenosa Furnizare Energie, S.R.L.	Constitución	31 de enero	100,0	100,0	Global
Compañía General de Electricidad, S.A.- CGE	Adquisición	31 de enero	0,2	96,9	Global
Compañía General de Electricidad, S.A.- CGE	Adquisición	28 de febrero	0,4	97,3	Global
Compañía General de Electricidad, S.A.- CGE	Adquisición	31 de marzo	0,1	97,4	Global
Mataró Energía Sostenible, S.A.	Adquisición	24 de marzo	51,1	51,1	Global
Palencia 3 Investigación y Desarrollo y Exp. S.L.	Adquisición	9 de abril	24,9	63,93	Global
Genroque, S.L.	Constitución	10 de abril	50,0	50,0	Participación
Puente Mayorga Generación, S.L.	Constitución	10 de abril	50,0	50,0	Participación
First Independent Power, Ltd.	Adquisición	14 de abril	10,4	100,0	Global
Iberáfrica Power Ltd.	Adquisición	14 de abril	10,4	100,0	Global
Gas Natural Aragón SDG, S.A.	Constitución	18 de junio	100,0	100,0	Global
Gas Natural Infraestructuras Distribución Gas SDG, S.A.	Constitución	18 de junio	100,0	100,0	Global
Gasmar, S.A.	Adquisición	25 de junio	12,8	63,8	Global
Gas Directo, S.A.	Adquisición	10 de julio	70,0	100,0	Global
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.	Enajenación	28 de julio	44,9	-	Participación
Banteay Srei, S.L.	Adquisición	16 de septiembre	100,0	100,0	Global
Lanzagorta Comunicaciones, S.L.	Adquisición	16 de septiembre	100,0	100,0	Global
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	2 de septiembre	0,4	96,5	Global
Berrybank development Pty, Ltd	Adquisición	2 de septiembre	0,4	96,5	Global
Crookwell development Pty, Ltd	Adquisición	2 de septiembre	0,4	96,5	Global
Ryan Corner development Pty, Ltd	Adquisición	2 de septiembre	0,4	96,5	Global
Global Power Generation, S.A.	Ampliación capital	5 de octubre	25,0	75,0	Global
Metrogas	Adquisición	10 de octubre	8,3	60,2	Global
Gecal Renovables, S.A.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Estela Eólica, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
P.E. Nerea, S.L.	Adquisición	13 de octubre	85,5	85,5	Global
P.E. Los Pedreros, S.L.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
P.E. Peñaroldana, S.L.	Adquisición	13 de octubre	95,0	95,0	Global
P.E. El Hierro, S.L.	Adquisición	13 de octubre	95,0	95,0	Global
P.E. Montamarta, S.L.	Adquisición	13 de octubre	95,0	95,0	Global
P.E. La Rabia, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
P.E. Cova da serpe, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Eólica La Vega I, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Eólica La Vega II, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Ampliación de Nerea, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
P.E. Las Claras, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Arañuelo Solar, S.L.	Adquisición	13 de octubre	60,0	60,0	Global
P.E. Cinseiro, S.L.	Adquisición	13 de octubre	50,0	50,0	Participación
Sociedad Gestora de Parques Eólicos Andalucía, S.A.	Adquisición	13 de octubre	21,0	21,0	Participación
Ener Renova España, S.L.	Adquisición	13 de octubre	40,0	40,0	Participación
Ener Renova, S.A.	Adquisición	13 de octubre	40,0	40,0	Participación
Puente Mayorga, S.L.	Enajenación	28 de octubre	50,0	-	-
Genroque, S.L.	Adquisición	28 de octubre	50,0	100,0	Global
Palawan Sulu Sea Gas, INC	Liquidación	30 de noviembre	50,0	-	-
Parque Eólico Sierra del Merengue S.L en Liq.	Liquidación	30 de noviembre	50,0	-	-
Gas Natural Balears, S.A.	Constitución	30 de noviembre	100,0	100,0	Global
Global Power Generation Chile, S.p.A.	Constitución	4 de diciembre	100,0	100,00	Global
Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Adquisición	15 de diciembre	51,0	51,00	Global
Línea de Trasmisión Cabo Leones, S.A.	Adquisición	15 de diciembre	50,0	50,00	Participación
P.E. Nerea, S.L.	Adquisición	17 de diciembre	9,5	95,00	Global
3G Holdings Limited	Liquidación	30 de diciembre	10,0	-	-
Gasco Gran Cayman Ltd. (Sociedad Chilena)	Liquidación	31 de diciembre	55,1	-	-
Arañuelo Solar, S.L.	Liquidación	31 de diciembre	60,0	60,0	-

Gas Natural Fenosa



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2016



1. Situación de la entidad

Gas Natural Fenosa posee un modelo de negocio caracterizado por realizar una gestión responsable y sostenible de todos los recursos de los que se sirve. El compromiso con la sostenibilidad y con la creación de valor a lo largo del tiempo, se concreta en la política de responsabilidad corporativa, aprobada por el Consejo de Administración, presente en todo el proceso de negocio de la compañía que asume siete compromisos de responsabilidad corporativa con sus grupos de interés y que guían su forma de actuar: compromiso con los resultados, orientación al cliente, protección del medio ambiente, interés por las personas, seguridad y salud, compromiso con la sociedad e integridad.

Gas Natural Fenosa es una compañía de energía integrada que suministra gas y electricidad a 24 millones de clientes. Su objetivo principal es proveer de energía a la sociedad para maximizar su desarrollo y su bienestar, convirtiendo la innovación, la eficiencia energética y la sostenibilidad en pilares fundamentales del modelo de negocio. Es líder en el sector energético y pionera en la integración del gas y la electricidad. Su negocio se centra en el ciclo de vida completo del gas, y en la generación, distribución y comercialización de electricidad. Además, desarrolla otras líneas de negocio, como los servicios energéticos, que favorecen la diversificación de las actividades y los ingresos, anticipándose a las nuevas tendencias del mercado, atendiendo las necesidades específicas de los clientes y ofreciéndoles un servicio integral no centrado únicamente en la venta de energía.

La presencia a lo largo de toda la cadena de valor del gas dota a Gas Natural Fenosa de una ventaja competitiva convirtiendo a la compañía en líder en el sector. La capacidad de gestión y experiencia en electricidad, junto con su posición única de integración del mercado de gas y electricidad, convierte a la compañía en referente en este sector. La presencia internacional garantiza una posición privilegiada para capturar el crecimiento de nuevas regiones en el proceso de desarrollo económico, convirtiéndola en uno de los principales operadores del mundo.

2. Evolución y resultado de los negocios

2.1. Principales hitos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016

El beneficio neto a 30 de junio de 2016 se sitúa en 645 millones de euros y desciende un 14,1% frente al del mismo período del año anterior.

El ebitda alcanza los 2.457 millones de euros a 30 de junio de 2016 y disminuye un 6,2% con respecto al del primer semestre de 2015, una vez re-expresado por la discontinuidad del negocio del gas licuado del petróleo en Chile, condicionado por un entorno macroeconómico y energético muy exigente que ha afectado especialmente a la contribución de los negocios de aprovisionamiento y comercialización de gas y a los negocios de distribución de gas y electricidad de Latinoamérica.

El impacto en el ebitda de la depreciación de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación de los estados financieros es de 114 millones de euros y ha sido causado fundamentalmente por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.

El ebitda, descontando el efecto de la depreciación de las monedas en su traslación a euros (114 millones de euros) así como una serie de impactos positivos no recurrentes del primer semestre de 2015 por liquidaciones favorables y otras regularizaciones (39 millones de euros), hubiera decrecido solo un 0,4%. Descontando estos mismos efectos, el resultado neto del período descendería solo un 6,5%.

Las inversiones en el semestre han ascendido a 655 millones de euros, lo que representa una disminución del 7,5% con respecto al mismo periodo del ejercicio 2015.

A 30 de junio de 2016 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 45,7% frente al 47,6% en la misma fecha del año anterior y el ratio Deuda financiera neta/Ebitda en 3,1 veces, frente a 3,2 veces a 30 de junio de 2015 de forma que se consolida la fortaleza financiera pese al desfavorable entorno.

La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 4 de mayo de 2016 aprobó una distribución de resultados que supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2015, un 10,1% más que el año anterior y que eleva a un 66,6% el *pay out* de Gas Natural Fenosa. Ello supone el pago de un dividendo de 1 por acción, del que se abonó un dividendo a cuenta de 0,4078 euros por acción el 8 de enero de 2016 y 0,5922 euros por acción restante el 30 de junio de 2016 en efectivo.

Asimismo, el Consejo de Administración aprobó una política de dividendos para el período 2016-2018 que supondrá un *pay out* del 70% con un mínimo de 1 euro de dividendo por acción, ofreciendo en su caso la posibilidad de *scrip dividend* y adelantando el abono del dividendo a cuenta al mes de septiembre del año en curso y que supondrá aproximadamente en torno a un 33% del dividendo total.

En línea con lo anterior, el Consejo de Administración propondrá un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción que será pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016.

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	11.409	13.416	(15,0)
Ebitda ¹	2.457	2.620	(6,2)
Resultado de explotación	1.447	1.622	(10,8)
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	645	751	(14,1)
Flujos de efectivo actividades explotación	1.799	1.611	11,7
Inversiones	655	708	(7,5)
Patrimonio neto (a 30/06)	18.793	18.410	2,1
Patrimonio neto atribuido (a 30/06)	14.575	14.583	(0,1)
Deuda financiera neta (a 30/06)	15.832	16.737	(5,4)

¹ Ebitda = Beneficio de explotación + Amortizaciones + Dotación a provisiones - Otros Resultados.

Principales ratios financieros

	2016	2015
Endeudamiento ¹	45,7%	47,6%
Ebitda / Coste deuda financiera neta ²	6,6x	6,3x
Deuda financiera neta / Ebitda ³	3,1x	3,3x
Ratio de liquidez ⁴	1,1x	1,3x
Ratio de solvencia ⁵	1,0x	1,0x
ROE (Rentabilidad sobre el patrimonio neto) ⁶	9,6%	8,8%
ROA (Retorno de los activos) ⁷	2,9%	2,6%

¹ Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta+Patrimonio neto).

² Coste deuda financiera neta = Coste deuda financiera bruta – Intereses.

³ Ebitda anualizado (ebitda primer semestre año en curso+ebitda segundo semestre año anterior). El ratio proforma de 2015, considerando para el cálculo del ebitda anualizado que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 3,2x.

⁴ Activos corrientes/Pasivos corrientes.

⁵ (Patrimonio neto+ Pasivos no corrientes)/Activos no corrientes.

⁶ ROE: Resultado atribuible anualizado/Patrimonio neto atribuido.

⁷ ROA: Resultado atribuible anualizado/Total activos.

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2016	2015
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 30/06 (euros)	17,67	20,34
Capitalización bursátil a 30/06 (millones de euros)	17.677	20.354
Beneficio por acción (euros) ¹	0,64	0,82
Patrimonio neto atribuible por acción (euros)	14,56	14,57
Relación cotización-beneficio (PER)	12,7x	15,9x
EV ² / Ebitda ³	6,6x	7,4x

¹ Beneficio a 30 de junio 2015 ajustado de acuerdo a NIC33 por el exceso del importe en libros de las acciones preferentes sobre el importe pagado en su recompra, neto de su efecto fiscal.

² EV: Valor Empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta.

³ Ebitda anualizado. El ratio proforma de 2015 considerando para el cálculo del ebitda anualizado que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 7,0x.

Principales magnitudes físicas

	2016	2015	%
Distribución gas:			
Ventas - ATR ¹ :	227.534	237.005	(4,0)
Europa	96.585	93.557	3,2
Latinoamérica	130.949	143.448	(8,7)
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	13.361	12.993	2,8
Europa	5.760	5.707	0,9
Latinoamérica	7.601	7.286	4,3
Distribución electricidad:			
Ventas - ATR ¹ :	34.685	34.384	0,9
Europa	17.250	17.546	(1,7)
Latinoamérica	17.435	16.838	3,5
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	10.746	10.519	2,2
Europa	4.565	4.537	0,6
Latinoamérica	6.181	5.982	3,3
TIEPI ² (minutos)	26	20	30,0
Gas:			
Suministro de gas (GWh):	160.959	163.225	(1,4)
España	89.686	96.094	(6,7)
Resto	71.273	67.131	6,2
Transporte de gas – EMPL (GWh)	52.299	51.154	2,2

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España



	2016	2015	%
Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	21.424	23.088	(7,2)
España:	12.767	14.663	(12,9)
Hidráulica	3.244	1.824	77,9
Nuclear	2.104	2.119	(0,7)
Carbón	936	2.971	(68,5)
Ciclos combinados	4.986	6.667	(25,2)
Renovable y Cogeneración	1.497	1.082	38,4
Global Power Generation:	8.657	8.425	2,8
Hidráulica	203	170	19,4
Ciclos combinados	7.509	7.213	4,1
Fuel – gas	558	588	(5,1)
Eólica	387	454	(14,8)
Capacidad de generación eléctrica (MW):	15.416	14.852	3,8
España:	12.714	12.145	4,7
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.065	(2,7)
Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
Renovable y Cogeneración	1.145	919	24,6
Global Power Generation:	2.702	2.707	(0,2)
Hidráulica	123	123	-
Ciclos combinados	2.035	2.035	-
Fuel – gas	310	315	(1,6)
Eólica	234	234	-
Comercialización de electricidad (GWh)	18.107	17.394	4,1

2.3. Análisis de los resultados consolidados

Importe neto de la cifra de negocio

	2016	% s/total	2015	% s/total	% 2016/2015
Distribución de gas	2.389	20,9	2.692	20,1	(11,3)
<i>España</i>	581	5,1	591	4,4	(1,7)
<i>Italia</i>	43	0,4	46	0,3	(6,5)
<i>Latinoamérica</i>	1.765	15,5	2.055	15,4	(14,1)
Distribución de electricidad	2.840	24,9	2.846	21,2	(0,2)
<i>España</i>	416	3,6	409	3,0	1,7
<i>Moldavia</i>	119	1,0	129	1,0	(7,8)
<i>Latinoamérica</i>	2.305	20,2	2.308	17,2	(0,1)
Gas	4.527	39,7	5.991	44,7	(24,4)
<i>Infraestructuras</i>	159	1,4	157	1,2	1,3
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	4.368	38,3	5.834	43,5	(25,1)
Electricidad	2.926	25,6	3.246	24,2	(9,9)
<i>España</i>	2.573	22,6	2.837	21,2	(9,3)
<i>Global Power Generation</i>	353	3,1	409	3,0	(13,7)
Otras actividades	275	2,4	301	2,2	(8,6)
Ajustes consolidación	(1.548)	(13,6)	(1.660)	(12,4)	(6,7)
Total	11.409	100,0	13.416	100,0	(15,0)

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2016 asciende a 11.409 millones de euros y registra un descenso del 15,0% respecto al mismo periodo del año anterior, en gran medida debido a la disminución de los precios de las *commodities* en comparación con los del mismo periodo del año anterior.

Ebitda

	2016	% s/total	2015	% s/total	% 2016/2015
Distribución de gas	830	33,8	881	33,6	(5,8)
<i>España</i>	424	17,3	436	16,6	(2,8)
<i>Italia</i>	29	1,2	33	1,3	(12,1)
<i>Latinoamérica</i>	377	15,3	412	15,7	(8,5)
Distribución de electricidad	668	27,1	647	24,7	3,2
<i>España</i>	303	12,3	289	11,0	4,8
<i>Moldavia</i>	25	1,0	18	0,7	38,9
<i>Latinoamérica</i>	340	13,8	340	13,0	-
Gas	423	17,2	598	22,8	(29,3)
<i>Infraestructuras</i>	146	5,9	143	5,5	2,1
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	277	11,3	455	17,3	(39,1)
Electricidad	500	20,4	490	18,7	2,0
<i>España</i>	376	15,4	357	13,6	5,3
<i>Global Power Generation</i>	124	5,0	133	5,1	(6,8)
Otras actividades	36	1,5	4	0,2	-
Total	2.457	100,0	2.620	100,0	(6,2)

El ebitda consolidado a 30 de junio de 2016 disminuye en 163 millones de euros y alcanza los 2.457 millones de euros, con una disminución del 6,2% respecto al primer semestre de 2015, una vez re-expresado por discontinuidad del negocio de gas licuado del petróleo en Chile.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el ebitda a 30 de junio de 2016 de 114 millones de euros respecto a 30 de junio de 2015, causado fundamentalmente por la depreciación del peso colombiano y del real brasileño.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye en un 5,1% y representa un 44,3% del total consolidado frente a un 48,9% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España aumenta un 2,2% y aumenta su peso relativo en el total consolidado al 55,7%.

Resultado de explotación

	2016 % s/total		2015 % s/total		% 2016/2015
Distribución de gas	582	40,3	621	38,3	(6,3)
<i>España</i>	280	19,4	290	17,9	(3,4)
<i>Italia</i>	17	1,2	20	1,2	(15,0)
<i>Latinoamérica</i>	285	19,7	311	19,2	(8,4)
Distribución de electricidad	394	27,2	398	24,5	(1,0)
<i>España</i>	193	13,3	182	11,2	6,0
<i>Moldavia</i>	22	1,5	15	0,9	46,7
<i>Latinoamérica</i>	179	12,4	201	12,4	(10,9)
Gas	348	24,0	516	31,8	(32,6)
<i>Infraestructuras</i>	107	7,4	104	6,4	2,9
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	241	16,6	412	25,4	(41,5)
Electricidad	152	10,5	148	9,1	2,7
<i>España</i>	93	6,4	77	4,7	20,8
<i>Global Power Generation</i>	59	4,1	71	4,4	(16,9)
Otras actividades	(29)	(2,0)	(61)	(3,7)	(52,5)
Total	1.447	100,0	1.622	100,0	(10,8)

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de junio de 2016 ascienden a 868 millones de euros y registran una ligera disminución del 0,5% respecto al año anterior.

Las provisiones por morosidad se sitúan en 142 millones de euros frente a 126 millones de euros a 30 de junio de 2015, registrando un aumento del 12,7%.

El resultado de explotación a 30 de junio de 2016 ha disminuido en 175 millones de euros respecto del mismo período del año anterior, situándose en 1.447 millones de euros, lo que supone una disminución del 10,8% respecto al año anterior.

Resultado financiero

El resultado financiero de los primeros seis meses de 2016 es de 415 millones de euros negativos (450 millones de euros negativos en 2015) un 7,8% inferior al del mismo período del ejercicio anterior.

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

	2016	2015	%
Coste deuda financiera neta	(374)	(414)	(9,7)
Otros gastos/ingresos financieros	(49)	(41)	19,5
Ingreso financiero Costa Rica	8	5	60,0
Resultado financieros	(415)	(450)	(7,8)

El coste de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2016 asciende a 374 millones de euros, inferior al mismo período del año anterior debido a una notable reducción del volumen de deuda bruta y de las tasas a las que está remunerada.

El coste medio de la deuda financiera neta es del 4,3%, con el 78% de la deuda a tipo fijo.

Los ingresos de Costa Rica incrementan por la puesta en marcha de la central hidroeléctrica de Torito en abril de 2015 que se suma a la existente de La Joya (ambas contabilizadas bajo arrendamiento financiero de acuerdo con la CINIIF 12).

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

A 30 de junio de 2016 el resultado de entidades por el método de participación es de 11 millones de euros negativos frente a 7 millones de euros positivos a 30 de junio de 2015. Las partidas más relevantes son la aportación positiva de 21 millones de euros de Ecoeléctrica en Puerto Rico y el subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de -43 millones de euros.

Impuesto sobre beneficios

El 27 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, estableciéndose una disminución del tipo general de gravamen en España del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016.

La tasa efectiva al 30 de junio de 2016 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual ha ascendido al 23,5% frente a un 24,4% en el mismo período del año anterior.

La mencionada reducción del tipo impositivo en España del 28% al 25% se ha visto parcialmente mitigada por un incremento del tipo de gravamen en Chile del 22,5% al 24%.

Participaciones no dominantes

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de las participaciones no dominantes en CGE, en EMPL, en GPG, a las sociedades de distribución de gas en Brasil, Colombia y México y a las sociedades de distribución de electricidad en Panamá y Colombia, así como a los intereses devengados correspondientes a las emisiones de obligaciones perpetuas subordinadas.

El resultado atribuido a las participaciones no dominantes en los primeros seis meses de 2016 asciende a 166 millones de euros, frente a 153 millones de euros en el mismo periodo del año anterior debido básicamente al incremento de GPG por la incorporación de KIA con un 25% de participación.

Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a 645 millones de euros, con una disminución del 14,1% frente al obtenido en 2015.

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2016	2015	%
Inversiones materiales e intangibles	629	622	1,1
Inversiones financieras	26	86	(69,8)
Total inversiones	655	708	(7,5)

Las inversiones materiales e intangibles en el primer semestre de 2016 alcanzaron los 629 millones de euros, con un incremento del 1,1% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por el incremento en las inversiones de distribución de electricidad.

Las inversiones financieras en 2016 corresponden fundamentalmente a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 y a la adquisición de varias participadas.

Las inversiones financieras en 2015 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición de un 12,75% adicional de la filial Gasmar (Chile) por 33 millones de euros, a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 en la construcción de la central hidráulica de Torito de 50 MW de potencia por 19 millones de euros y a una adquisición adicional del 0,65% del capital de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) por 18 millones de euros.

El detalle por actividades de las inversiones materiales e inmateriales es el siguiente:

	2016	2015	% 2016/2015
Distribución de gas	257	280	(8,2)
<i>España</i>	132	136	(2,9)
<i>Italia</i>	13	9	44,4
<i>Latinoamérica</i>	112	135	(17,0)
Distribución de electricidad	252	209	20,6
<i>España</i>	106	78	35,9
<i>Moldavia</i>	2	3	(33,3)
<i>Latinoamérica</i>	144	128	12,5
Gas	14	18	(22,2)
<i>Infraestructuras</i>	2	3	(33,3)
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	12	15	(20,0)
Electricidad	76	72	5,6
<i>España</i>	39	46	(15,2)
<i>Global Power Generation</i>	37	26	42,3
Otras actividades	30	43	(30,2)
Total	629	622	1,1

El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que representa el 40,9% del total consolidado. El mayor crecimiento lo experimenta la inversión en distribución de electricidad que aumenta en un 20,6% y supone el 40,1% del total.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España aumentan en un 8,6% y representan un 50,1% del total, frente a un 46,6% en el mismo período del año anterior. Por su lado, las inversiones en el exterior disminuyen 5,4% y suponen un peso sobre el total del 49,9% frente a un 53,4% en el mismo período del año anterior.

Patrimonio neto y remuneración al accionista

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2015 aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2016 supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos, un 10,1% más que el año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de 1 euro por acción y representa un *pay out* del 66,6% con una rentabilidad por dividendos del 5,3% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2015 de 18,82 euros por acción.

El pasado 8 de enero de 2016 ya se distribuyó un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2015 de 0,4078 euros por acción en efectivo. Asimismo, el 30 de junio de 2016 se ha procedido al pago del dividendo complementario de 0,5922 euros por acción.

El Consejo de Administración aprobó una política de dividendos para el período 2016-2018 que supondrá un *pay out* del 70% con un mínimo de 1 euro de dividendo por acción ofreciendo en su caso la posibilidad de *scrip dividend* y adelantando el abono del dividendo a cuenta al mes



de septiembre del año en curso y que supondrá, aproximadamente, en torno a un 5% del dividendo total.

En línea con lo anterior, el Consejo de Administración propondrá un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción que será pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016.

A 30 de junio de 2016 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 18.793 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 14.575 millones de euros.

Deuda y gestión financiera

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	30.06.16	30.06.15	%
Deuda financiera neta	15.832	16.737	(5,4)

A 30 de junio de 2016 la deuda financiera neta alcanza los 15.832 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 45,7%.

Los ratios de Deuda neta/Ebitda y Ebitda/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de junio de 2016 en 3,1x y en 6,6x, respectivamente, lo que supone continuar con la senda de fortalecimiento de los fundamentales de crédito en el período.

El detalle del cálculo de la deuda financiera neta es el siguiente:

	30.06.16	30.06.15
Deuda financiera no corriente	14.798	17.183
Deuda financiera corriente	3.884	1.833
Efectivo y otros medios equivalentes	(2.763)	(2.161)
Derivados	(87)	(118)
Deuda financiera neta	15.832	16.737

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2016	2017	2018	2019	Post 2020
Vencimientos de la deuda neta	245	1.461	2.755	2.659	8.712

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 30 de junio de 2016.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 89,2% tiene vencimiento igual o posterior al año 2018. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,4 años.

Considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas, el 77,9% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 22,1% restante a tipo variable. El 8,2% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 91,8% restante a largo plazo.

Principales operaciones financieras

Siguiendo con la política financiera de reforzar la posición de liquidez y gestionar el perfil de vencimientos de la deuda, el 13 de abril de 2016 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por un importe de 600 millones de euros y vencimiento en abril de 2026, con un cupón anual del 1,25%, desembolsada en abril de 2016.



El importe agregado emitido bajo el programa EMTN a 30 de junio de 2016 asciende a 11.205 millones de euros.

Con este mismo objetivo, el 20 de abril de 2016 se lanzó una emisión privada de un bono de 300 millones de euros y vencimiento en abril 2021, con un cupón anual del 0,515%, desembolsada en abril de 2016 y que supone la refinanciación de un bono cuyo vencimiento era abril 2017, con un cupón anual del 2,31%.

Por otro lado, el pasado 22 de febrero de 2016 se amortizó, a valor nominal, la totalidad de las participaciones preferentes emitidas en mayo de 2003 cuyo saldo ascendía a 69 millones de euros y devengaban un tipo de interés del 3,849%.

Durante el primer semestre 2016 se ha continuado con la gestión del disponible y la financiación bancaria, mediante ampliación del plazo de vencimiento de operaciones bilaterales existentes, resultando en un incremento de la vida media de la deuda de la compañía.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2016 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	30.06.2016	%
EUR	12.444	78,6
CLP	1.542	9,7
US\$	818	5,2
COP	462	2,9
MXN	267	1,7
BRL	281	1,8
Otras	18	0,1
Total deuda financiera neta	15.832	100,0

Calificación crediticia

La calificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa a corto y largo plazo es la siguiente:

Agencia	Corto plazo	Largo plazo
Fitch	F2	BBB+
Moody's	P-2	Baa2
Standard & Poor's	A-2	BBB

Liquidez y recursos de capital

A 30 de junio de 2016 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 11.000 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuente de liquidez	Límite	Dispuesto	Disponibilidad
Líneas de crédito comprometidas	7.424	359	7.065
Líneas de crédito no comprometidas	626	107	519
Préstamos no dispuestos	653	-	653
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	2.763
Total	8.703	466	11.000

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2016 se sitúan en 5.113 millones de euros e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de 2.795 millones de euros, el programa de *Euro Commercial Paper* (ECP) por 500 millones de euros y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa



Mexicana de Valores, de Valores Comerciales en Panamá, el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen 1.818 millones de euros.

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Distribución de gas

2.5.1 Distribución gas España

El negocio en España incluye la actividad retribuida con cargo al sistema de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas con cargo a dicho sistema de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	581	591	(1,7)
Aprovisionamientos	(9)	(10)	(10,0)
Gastos de personal, neto	(39)	(37)	5,4
Otros gastos/ingresos	(109)	(108)	0,9
Ebitda	424	436	(2,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(144)	(146)	(1,4)
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	280	290	(3,4)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 581 millones de euros, inferior en 10 millones de euros respecto al mismo período del año anterior, disminución en parte asociada a la actividad de inspección reglamentaria por menor volumen de operaciones a realizar en el ejercicio según programación prevista; el paso de la obligatoriedad de la inspección de 4 a 5 años regulada en el ejercicio 2006, provoca que el año 2016 sea un año valle con menor número de inspecciones. Con ello el ebitda disminuye en un 2,8%.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de distribución de gas en España han sido las siguientes:

	2016	2015	%
Ventas – ATR (GWh)	94.396	91.084	3,6
Red de distribución (Km)	51.694	49.627	4,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	36	25	44,0
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.302	5.251	1,0

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 3,6% (+3.312 GWh).

La demanda residencial se ha recuperado en los tres últimos meses con un incremento del 3% (+831 GWh).

La demanda en el mercado industrial menor a 60 bares presenta una recuperación sostenida con un incremento del 2% (+835 GWh).

La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares ha crecido de forma considerable con un incremento del 8% (1.646 GWh).

La red de distribución se incrementa 2.067 km en los doce últimos meses y ha permitido la gasificación de 27 nuevos municipios en 2016, alcanzando un total de 1.213 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.302 mil puntos de suministro, con un crecimiento del 1,0%.

El 30 de septiembre de 2015 se firmó el acuerdo con Repsol Butano para la compra de activos de propano canalizado, en virtud del cual Gas Natural Distribución adquirirá alrededor de 250.000 puntos de suministro que se encuentran en el área de influencia de sus zonas de distribución actuales, lo que permitirá que sean conectados a la red de distribución de gas natural. Estos activos se convertirán en una palanca de crecimiento y expansión del negocio regulado de gas natural de Gas Natural Fenosa en los próximos años.

2.5.2 Distribución gas Italia

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas.

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	43	46	(6,5)
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(6)	(6)	-
Otros gastos/ingresos	(8)	(7)	14,3
Ebitda	29	33	(12,1)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(12)	(13)	(7,7)
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	17	20	(15,0)

El ebitda alcanza los 29 millones de euros, con una disminución del 12,1% respecto al mismo período del año anterior. La reducción se debe fundamentalmente a la menor remuneración por actualización del WACC reconocido por el regulador italiano como consecuencia de la reducción de la tasa libre de riesgo.

Principales magnitudes

	2016	2015	%
Ventas – ATR (GWh)	2.189	2.473	(11,5)
Red de distribución (Km)	7.210	7.124	1,2
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	458	456	0,4

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.189 GWh, con una disminución del 11,5% respecto al año 2015 por una climatología no favorable.

La red de distribución al 30 de junio de 2016 asciende a 7.210 km, con un aumento de 86 km en los últimos doce meses.



Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 458.079 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

2.5.3 Distribución gas Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.765	2.055	(14,1)
Aprovisionamientos	(1.185)	(1.432)	(17,2)
Gastos de personal, neto	(60)	(65)	(7,7)
Otros gastos/ingresos	(143)	(146)	(2,1)
Ebitda	377	412	(8,5)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(79)	(90)	(12,2)
Dotación a provisiones	(13)	(11)	18,2
Resultado de explotación	285	311	(8,4)

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 1.765 millones de euros y registra un descenso del 14,1%, afectado por la devaluación de las principales monedas latinoamericanas.

El ebitda alcanza los 377 millones, lo que supone un descenso del 8,5% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (-36,7%), México (-15,0%), Colombia (-19,6%), Brasil (-18,5%) y Chile (-11,0%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda se incrementaría en un 8,7%.

La aportación de Brasil representa un 27,3% del ebitda, su disminución respecto al mismo período del año anterior responde, principalmente, al efecto de tipo de cambio comentado, descontando este efecto, el ebitda disminuiría en un 5,1%. El escenario de fuerte desaceleración económica del país ha supuesto menores ventas del mercado industrial y, adicionalmente, los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas han resultado muy inferiores como consecuencia de las abundantes lluvias de los últimos meses que han elevado el nivel de los embalses. Como contrapartida, las ventas del mercado doméstico/comercial superan un 5,3% las registradas en el mismo período del año anterior.

El ebitda de México representa un 22,3% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el ebitda de México se incrementa un 10,2%, con un crecimiento en ventas del 3,0% con incrementos en volumen y margen en todos los mercados.

Aislado el efecto del tipo de cambio, el ebitda de Colombia incrementa un 17,4% frente al año anterior por el mayor margen unitario en el mercado industrial secundario, influido por los efectos provocados en el primer trimestre del año en el sector energético colombiano por el fenómeno de El Niño, con una caída significativa de la generación hidráulica. Afectan también las mayores ventas en este mismo mercado, aprovechando la disponibilidad de gas dentro de la capacidad total contratada.

El ebitda aportado por Chile alcanza 88 millones de euros (+15,7% sin efecto tipo de cambio) y representa el 23,3% del total registrado en Latinoamérica. Dicho importe muestra un incremento respecto al mismo período del ejercicio anterior de 13 millones de euros sin considerar el efecto de tipo de cambio.

El ebitda de Argentina, exceptuando el impacto negativo del tipo de cambio, se incrementa un 30,0% frente al año anterior, debido al efecto de la aplicación de las nuevas tarifas desde el 1

de abril de 2016, unido al mayor volumen de ventas en el mercado doméstico-comercial (+25%) por temperaturas inferiores a las registradas en el mismo período del año anterior.

Principales magnitudes

A continuación se muestran las principales magnitudes físicas del negocio de distribución de gas en Latinoamérica:

	2016	2015	%
Ventas actividad de gas (GWh):	130.949	143.448	(8,7)
Ventas de gas a tarifa	74.903	84.818	(11,7)
ATR	56.046	58.630	(4,4)
Red de distribución (Km)	81.866	78.746	4,0
Incremento de puntos de suministro, en miles	153	153	-
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	7.601	7.286	4,3

Las principales magnitudes físicas por países a 30 de junio de 2016 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	32.584	35.622	23.420	14.019	25.304	130.949
Incremento vs. 30/06/2015 (%)	2,9	(33,3)	11,1	10,4	3,0	(8,7)
Red de distribución (km)	25.574	7.309	6.897	21.650	20.436	81.866
Incremento vs. 30/06/2015 (km)	1.036	358	115	520	1.091	3.120
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.620	1.010	569	2.802	1.600	7.601
Incremento vs. 30/06/2015, en miles	22	51	15	115	112	315

A 30 de junio de 2016 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.601.072 clientes. Con un crecimiento interanual de 315.256 clientes, destacando los crecimientos en Colombia y México.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que consideran las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 130.949 GWh, inferiores a las registradas en 2015 por menores ventas en el mercado de generación en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 3.120 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 81.866 km a finales de junio de 2016, lo que representa un crecimiento del 4,0%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 1.091 km y en Colombia con 520 km.

Los aspectos más relevantes en relación con la actividad en el área durante el año han sido:

- En Argentina se produjo un cambio de Gobierno en diciembre de 2015, el cual ha tomado desde entonces diversas medidas destinadas a ordenar la economía. Entre ellas, avanzó en la negociación con los acreedores que se negaron a participar en el proceso de reestructuración de la deuda de Argentina (*holdouts*) y comenzó a recomponer el valor de los servicios públicos.

En febrero de 2016 se incrementaron las tarifas eléctricas. En el sector del gas, el 1 de abril de 2016 se aprueban nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1 de abril de 2016, que incluyen tarifas plenas, tarifas para los clientes con ahorro superior al 15% respecto al año anterior y una tarifa social. El Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENARGAS para llevar adelante el proceso de revisión tarifaria integral (RTI) en el plazo de



un año. Los cuadros tarifarios aprobados son a cuenta de la próxima RTI. Con el incremento de tarifas otorgado se inicia la normalización de los ingresos de la compañía.

La compañía continúa el esfuerzo de contención de gastos ante un escenario de alta inflación (40% anual).

El 7 de julio de 2016 la Cámara Federal de La Plata dictó un fallo, con alcance nacional, por el que declaran nulos los nuevos cuadros tarifarios vigentes desde el 1 abril de 2016, y se ordena retrotraer la situación tarifaria a la existente previa a esa fecha.

Como respuesta a esta acción el Gobierno presentó un Recurso Extraordinario ante la Cámara Federal de La Plata, encaminado a la no aplicabilidad del fallo de dicha Cámara hasta que la Corte Superior se pronuncie, extremo éste último que ha sido expresamente rechazado por la Cámara. En paralelo, el Gobierno está proponiendo una serie de medidas que limiten los incrementos tarifarios al 400% de la factura del bimestre del año.

- En Brasil, el incremento neto de clientes en el mercado doméstico-comercial sube un 11,7% respecto al mismo período del año anterior, con crecimiento en todos los mercados, especialmente el de nueva edificación, al adelantarse acciones comerciales con motivo de los Juegos Olímpicos. Las ventas se reducen un 33,3%. A pesar de que los mercados residencial y comercial, que son los que mayor margen aportan, crecen en conjunto un 5,3% y el mercado de gas natural vehicular (GNV) un 2,9%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos, la crisis económica impacta en la caída de las ventas del mercado industrial (-14,1%) y de los mercados de generación y ATR (-43,8%), por una menor utilización de las térmicas junto al incremento del nivel de agua de los pantanos, que a cierre de junio se sitúa en el 56,02%, debido a las fuertes lluvias del primer trimestre de 2016.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 10,4% debido principalmente al mayor volumen industrial (+20,3%) por las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico-comercial alcanza los 57.547 clientes en el período, experimentando un aumento del 10,9% respecto al mismo período de 2015 principalmente por mayores puestas en servicio por nueva edificación y por saturación.

Los negocios no regulados de Colombia presentan una evolución positiva frente a 2015, con un incremento del 44,0% en el margen aportado, especialmente en soluciones energéticas, con un aumento del 16,3% en contratos en operación. En el mercado residencial y pymes destaca el crecimiento en el número de aparatos vendidos, que alcanza el 42,3%.

- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento focalizada principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos. Las ventas de gas crecen en todos los mercados, destacando un incremento del 2,6% en el mercado doméstico/comercial y un 5,5% y 1,5% en los sectores industrial y ATR respectivamente.

El 26 de Febrero de 2016 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) notificó a Gas Natural Fenosa las resoluciones por las que determina la lista de tarifas máximas para el cuarto período de cinco años (2016-2020) de los permisos de Distribución de Gas Natural otorgados para las zonas geográficas de distribución de Nuevo Laredo, Bajío, Toluca, Saltillo, Monterrey y Distrito Federal, que entraron en vigor a mediados del mes de marzo de 2016 en todas las zonas.

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 15.078 conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (2,7%) e industrial (2,7%) respecto al primer semestre de 2015. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento industrial (23%), residencial-comercial (17%) y generación eléctrica (17%), mientras que los ATR presentan un crecimiento de 7% respecto al mismo período del ejercicio anterior.

- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos, si bien nuevos retrasos en la construcción de infraestructura de terceros, aplazan el inicio de operaciones hasta el primer trimestre de 2017.

Mediante la concesión adjudicada en julio de 2013, Gas Natural Fenosa tiene previsto hacer llegar el suministro a una nueva área del suroeste del país que aún no está conectada a la red de gasoductos, previendo prestar el servicio a más de 80.000 hogares.

Distribución de electricidad

2.5.4 Distribución electricidad España

El negocio en España incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de Gas Natural Fenosa.

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	416	409	1,7
Aprovisionamientos	-	(1)	-
Gastos de personal, neto	(45)	(46)	(2,2)
Otros gastos/ingresos	(68)	(73)	(6,8)
Ebitda	303	289	4,8
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(110)	(107)	2,8
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	193	182	6,0

Las Órdenes Ministeriales de la retribución de distribución (IET/980/2016) y del transporte (IET/981/2016), remitidas en el mes de junio de 2016, establecen la retribución para la actividad de transporte y distribución para la distribuidora de electricidad de Gas Natural Fenosa, junto con el resto de agentes. Dicha retribución recoge las modificaciones establecidas por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y la nueva metodología de cálculo de la retribución de distribución y transporte recogida en los Reales Decretos (RD) 1048/2013 y 1047/2013, de 27 de diciembre.

El ebitda a 30 de junio de 2016 alcanza los 303 millones de euros con un aumento del 4,8% con respecto al mismo período de 2015. El importe neto de la cifra de negocio es de 416 millones de euros, superior en un 1,7% respecto al mismo período de 2015, por aplicación de los RD anteriormente citados y el devengo de las inversiones puestas en servicio.

Principales magnitudes

	2016	2015	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	15.934	16.188	(1,6)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.692	3.676	0,4
TIEPI (minutos)	26	20	30,0

La energía suministrada disminuye en un -1,6%, por encima de la caída de la demanda de distribución nacional que se situó en junio de 2016 en 121.779 GWh lo que supone una disminución del -0,3% según balance de Red Eléctrica de España (REE). En términos interanuales la disminución es de un -0,2% vs +0,7% de la demanda nacional.

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en el primer semestre de 2016, y un incremento neto interanual de 16.520 puntos de suministro.



Con respecto al TIEPI, se sitúa por encima del año anterior penalizado principalmente en el mes de enero y primera quincena de febrero del presente año por los fuertes temporales de viento y lluvia en la zona de Galicia, más afectada por su orografía.

2.5.5 Distribución electricidad Moldavia

El negocio en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y zonas del centro y sur del país. El ámbito de la distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia representa el 70% del total del país.

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	119	129	(7,8)
Aprovisionamientos	(86)	(103)	(16,5)
Gastos de personal, neto	(3)	(3)	-
Otros gastos/ingresos	(5)	(5)	-
Ebitda	25	18	38,9
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(3)	(3)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	22	15	46,7

El importe neto de la cifra de negocios recoge, como pass-through, el comportamiento registrado en el apartado de aprovisionamientos y, adicionalmente, el reconocimiento del plan inversor realizado y las actuaciones de operación y mantenimiento de acuerdo con el marco regulatorio vigente en el país.

El incremento del ebitda en el primer semestre de 2016 se debe a mayor retribución de la base de capital tarifaria por actualización anual, disminución de las pérdidas de red, así como por efecto del tipo de cambio Lei/\$.

Principales magnitudes

	2016	2015	%
Ventas actividad de electricidad (GWh) - ventas a tarifa	1.316	1.358	(3,1)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	873	861	1,4

En 2016 continua el plan de mejora de la gestión en relación con los procesos asociados al control de energía que circula por las redes de distribución, los procesos operativos asociados al ciclo de la gestión comercial y la optimización de las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones, siendo los aspectos más relevantes:

- La energía suministrada presenta un decremento de 3,1% en el primer semestre de 2016 por una disminución del consumo debido a una climatología más favorable para este período en comparación con el mismo período del año anterior y por el descenso del crecimiento económico en el país.
- Los puntos de suministro alcanzan los 873.062, lo que supone un crecimiento del 1,4% respecto al mismo período del 2015 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

Las pérdidas de red presentan una evolución positiva por las actuaciones realizadas para reducción de las mismas vía inversiones en las instalaciones y lucha contra el fraude de energía.

2.5.6 Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile, Colombia y Panamá y la trasmisión de electricidad en Chile.

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.305	2.308	(0,1)
Aprovisionamientos	(1.696)	(1.683)	0,8
Gastos de personal, neto	(100)	(104)	(3,8)
Otros gastos/ingresos	(169)	(181)	(6,6)
Ebitda	340	340	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(76)	(76)	-
Dotación a provisiones	(85)	(63)	34,9
Resultado de explotación	179	201	(10,9)

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 340 millones de euros en línea con el obtenido el mismo período del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda aumentaría en un 11,5%.

El negocio de distribución de Colombia aporta 126 millones de euros de ebitda, lo que supone un aumento del 21,0% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este crecimiento responde fundamentalmente a los mayores ingresos por cargo de comercialización.

El ebitda del año 2016 del negocio de Panamá alcanzó los 64 millones de euros, sin efecto tipo de cambio, lo que supone un incremento del 12,3%. Esta variación es motivada principalmente por la mayor demanda (+8,1%) y los efectos positivos en el precio.

El ebitda de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los 150 millones de euros, registrando un incremento de 6 millones de euros sin considerar efectos asociados al tipo de cambio. Dicho incremento se origina en el negocio de distribución eléctrica en Chile principalmente por el crecimiento de las ventas físicas, mayor actividad en servicio a terceros y reducción de gastos operacionales por ejecución de planes de eficiencia, junto con mayores retiros de energía en el sector de transmisión.

Principales magnitudes

	2016	2015	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	17.435	16.838	3,5
Tarifa	16.325	15.906	2,6
ATR	1.110	932	19,1
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	6.181	5.982	3,3

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 17.435 GWh, con un incremento del 3,5%, generado por el crecimiento de la demanda, fundamentalmente en Panamá y Colombia.

Se mantiene la evolución positiva de la demanda y se produce un aumento de la cifra de clientes del 3,3%.

Las principales magnitudes físicas por países a 30 de junio de 2015 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad gas (GWh):	997	7.300	6.619	2.519	17.435
Incremento vs. 1S15 (%)	6,3	2,2	3,6	6,3	3,5
Puntos de suministro, en miles	218	2.746	2.614	603	6.181
Incremento vs. 30/06/2015, en miles	5	71	88	35	199

El aumento de las ventas y de los puntos de suministro evidencia el crecimiento sostenido de los negocios de distribución de electricidad en Latinoamérica.

Transmisión de electricidad en Chile

	2016	2015	%
Energía transportada (GWh)	7.531	7.446	1,1
Red de transporte (Km)	3.528	3.495	0,9

La energía transportada en Chile registra un incremento de 1,1% respecto al mismo período del año anterior, en línea con la mayor demanda de electricidad durante el primer semestre del ejercicio. La red de transporte alcanzó a 3.528 km, presentando un incremento de 33 km en relación al cierre del primer semestre de 2015.

Gas

2.5.7 Infraestructuras

Este negocio incluye la operación del gasoducto del Magreb-Europa, la gestión del transporte marítimo, el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado (GNL) y la exploración, desarrollo, producción y almacenamiento de hidrocarburos.

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	159	157	1,3
Aprovisionamientos	(1)	(2)	(50,0)
Gastos de personal, neto	(2)	(2)	-
Otros gastos/ingresos	(10)	(10)	-
Ebitda	146	143	2,1
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(39)	(39)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	107	104	2,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras a 30 de junio de 2016 alcanza los 159 millones de euros, con un aumento del 1,3%.

El ebitda se eleva hasta los 146 millones de euros, un 2,1% mayor que en el mismo período del año anterior debido principalmente al incremento del 3% de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de transporte internacional de gas son las siguientes:

	2016	2015	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	52.299	51.154	2,2
Portugal-Marruecos	19.988	16.976	17,7
España (Gas Natural Fenosa)	32.311	34.178	(5,5)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 52.299 GWh, un 2,2% superior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 32.311 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 19.988 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa posee una participación del 14,9% en Medgaz, sociedad que ostenta la propiedad y opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año. La capacidad correspondiente está asociada a un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa los seis primeros meses de 2016 ascienden a 3.757 GWh.

Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. Actualmente se encuentran en distintas fases de tramitación cinco proyectos que conforman las actuaciones de exploración, producción y almacenamiento que Gas Natural Fenosa tiene previsto realizar en los próximos años en el área del Valle del Guadalquivir.

2.5.8 Aprovisionamiento y Comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas mayorista, tanto en el mercado liberalizado español como fuera de España, la actividad de comercialización de gas y comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en el mercado liberalizado en España e Italia y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) en España.

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	4.368	5.834	(25,1)
Aprovisionamientos	(3.936)	(5.221)	(24,6)
Gastos de personal, neto	(37)	(33)	12,1
Otros gastos/ingresos	(118)	(125)	(5,6)
Ebitda	277	455	(39,1)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(13)	(12)	8,3
Dotación a provisiones	(23)	(31)	(25,8)
Resultado de explotación	241	412	(41,5)

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 4.368 millones de euros y disminuye un 25,1% respecto al mismo período del año anterior. El ebitda registra unos resultados de 277 millones de euros lo que supone una disminución del 39,1% en relación a la magnitud del ajuste de precios energéticos soportado durante el período.

Entorno de mercado

La demanda de gas del mercado español alcanza los 157.983 GWh en el primer semestre de 2016 (160.156 GWh en el mismo periodo de 2015) de los cuales 31.316 GWh corresponden al mercado residencial (31.946 GWh en 2015), 104.062 GWh al mercado industrial y aprovisionamiento a terceros (101.751 GWh en 2015) y 22.605 GWh al mercado eléctrico (26.459 GWh en 2015).

La evolución de los principales índices de precios en los mercados del gas ha sido la siguiente:

	2016	2015	%
Brent (USD/bbl)	39,7	57,9	(31,4)
Henry Hub (USD/MMBtu)	2,0	2,9	(31,0)
NBP (USD/MMBtu)	4,5	7,1	(36,6)
TTF (/MWh)	13,2	21,4	(38,3)

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de aprovisionamiento y comercialización son las siguientes:

	2016	2015	%
Suministro de gas (GWh):	160.959	163.225	(1,4)
España:	89.686	96.094	(6,7)
Comercialización Gas Natural Fenosa	71.164	75.245	(5,4)
Residencial	16.850	17.700	(4,8)
Industrial	47.980	48.791	(1,7)
Electricidad	6.334	8.754	(27,6)
Aprovisionamiento a terceros	18.522	20.849	(11,2)
Internacional:	71.273	67.131	6,2
Europa mayorista	35.324	27.075	30,5
Europa minorista	1.885	2.095	(10,0)
Resto exterior	34.064	37.961	(10,3)
Contratos servicios energéticos, en miles (a 30/06)	2.816	2.898	(2,8)
Cuota de mercado comercialización España	45,0%	47,0%	(4,3)

Comercialización de gas

La comercialización de Gas Natural Fenosa en España alcanza los 89.686 GWh y disminuye un 6,7%, en un escenario de debilidad de la demanda por la climatología, mientras que la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 71.164 GWh, un 5,4% inferior al mismo período del año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 71.273 GWh en el primer semestre de 2016 con un incremento del 6,2% con respecto al mismo período de 2015, destacando el impulso de la comercialización a cliente final en el resto de Europa.

En relación al mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, continúa el proceso de consolidación de productos DA (Day-Ahead: entrega física al día siguiente) y WD (Within Day: intradiario) con un incremento de la liquidez impulsada por la venta del gas de operación del sistema gasista, siendo Gas Natural Comercializadora una de las pocas empresas con participación activa en dicho mercado. Adicionalmente, en el primer semestre se ha realizado la primera transacción con productos entrega física al mes siguiente y se ha impulsado su liquidez a través de la venta del gas talón para las infraestructuras y del gas colchón para llenado del almacenamiento subterráneo de Yela.

Se ha producido la subasta anual de contratación de capacidad de almacenamiento subterránea para el período de abril de 2016 a marzo de 2017. La cantidad disponible para contratar ascendía a 31,2 TWh tanto para reservas estratégicas como operativas. Gas Natural Fenosa se ha adjudicado el 47% de la cantidad contratada, manteniendo su compromiso con la seguridad de suministro a sus clientes y al sistema gasista español.

Gas Natural Europe consolida en 2016 su posición de comercialización de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania. Adicionalmente, es un operador activo en los mercados líquidos de estos países lo que permite optimizar la posición de Gas Natural Fenosa y la captura de oportunidades en los mercados europeos.

Las ventas realizadas en Francia en el primer semestre de 2016 alcanzan los 22,9 TWh con clientes de diversos ámbitos como empresas del sector industrial, autoridades locales y sector

público. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania han sido de 6,2 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Italia donde ha vendido un volumen de 3,5 TWh a cierre del período.

En Portugal, Gas Natural Fenosa continúa como segundo operador del país con una cuota superior al 15%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país. En el mercado industrial, donde centra principalmente sus actividades, la cuota es superior al 17%.

En relación al mercado exterior continúa la diversificación de mercados con ventas de gas en América y Asia. Se consolida así nuestra presencia en los principales mercados de gas natural licuado (GNL) internacionales con una posición a medio plazo en países en crecimiento y en nuevos mercados.

En el mercado minorista Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 12,2 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 560.000 son en Italia.

En el mercado minorista en Italia, Gas Natural Fenosa tiene una cartera de 428.000 contratos de comercialización de gas y 42.000 contratos de comercialización de electricidad, siendo 22.000 de ellos clientes duales. Así mismo, 89.000 clientes tienen contratados servicios de mantenimiento.

Gas Natural Fenosa ofrece un servicio global con la integración del suministro conjunto de ambas energías (gas y electricidad) y de servicios de mantenimiento para obtener eficiencias y la satisfacción de los clientes, alcanzando la cifra de más de 1,5 millones de hogares en los que suministra ambas energías donde un elevado porcentaje de dichos hogares tienen contratado el servicio de mantenimiento.

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 762.000 nuevos contratos en 2016. En el mercado residencial se consolida con más de 15.000 contratos la comercialización del Servicio Protección de Facturas cuya contratación garantiza el pago de las facturas de energía y/o servicios que tenga contratado en caso de que al cliente le sobrevenga una de las situaciones imprevistas cubiertas por el servicio.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 21.000 contratos.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la innovación para cumplir las expectativas de los clientes e incluso anticipándonos a ellas con la máxima eficacia, incorporando nuevas funcionalidades en todos los canales digitales, como la contratación y la atención *online*, donde se alcanzan los 6 millones de consultas anuales.

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,7 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 118 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad online, permite dar un servicio excelente y obtener la satisfacción de nuestros clientes más exigentes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario, al cierre del primer semestre de 2016 dispone de un total de 47 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 29 estaciones son de acceso público, mientras que 18 son de acceso privado.

En soluciones integrales de servicios energéticos, se sigue aumentando el volumen de negocio generado. Según encuesta de la empresa DBK, Gas Natural Servicios lidera el mercado de las empresas de servicios energéticos.



Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas (integrada por el método de la participación, magnitudes al 100%) en el primer semestre de 2016 ha alcanzado un volumen de 17.083 GWh frente a 16.479 GWh registrados en el mismo período del año anterior. Adicionalmente se ha gestionado un volumen de gas de 10.792 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 9.588 GWh en el primer semestre de 2015.

Electricidad

2.5.9 Electricidad España

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad en España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC).

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.573	2.837	(9,3)
Aprovisionamientos	(1.834)	(2.082)	(11,9)
Gastos de personal, neto	(68)	(65)	4,6
Otros gastos/ingresos	(295)	(333)	(11,4)
Ebitda	376	357	5,3
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(263)	(260)	1,2
Dotación a provisiones	(20)	(20)	-
Resultado de explotación	93	77	20,8

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los 2.573 millones de euros, con una disminución del 9,3% respecto al mismo período del año anterior y el ebitda se eleva a 376 millones de euros con un incremento del 5,3% debido fundamentalmente al diferente comportamiento de los precios del pool entre los períodos que se comparan.

Entorno de mercado

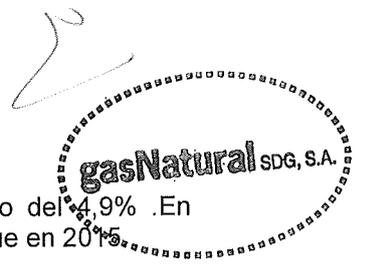
En el entorno nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó los 121.779 GWh (122.102 GWh en 2015) por lo que presenta una variación prácticamente nula. La demanda del año corregida por efecto de temperatura y laboralidad, presentaría un aumento del 0,1%.

El saldo físico de intercambios internacionales en el primer semestre del año se mantiene importador con un saldo de 3.728 GWh importados, frente a los 1.329 GWh exportados en el mismo período del año anterior, cifras afectadas, sin duda, por la entrada en explotación comercial en el mes de octubre de 2015 de la nueva interconexión con Francia y por los mayores precios del mercado en comparación con el resto de Europa.

El consumo de bombeo alcanzó en este semestre los 3.496 GWh, un 40,6% más que en el primer semestre de 2015, como consecuencia de los bajos precios del mercado en comparación con los del pasado año.

La generación neta nacional presenta una disminución del 3,2%.

Comparada con el mismo semestre del año anterior la generación renovable (incluyendo hidráulica) ha aumentado un 14,7%, cubriendo en su conjunto el 49,8% de la demanda, seis puntos más que en el mismo período de 2015.



La generación eólica en el primer semestre del 2016 presenta un aumento del 4,9% .En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 23,2%, un punto más que en 2015.

En el resto de generación renovable se aprecia en el primer semestre de 2016 un aumento del 24,9% con disminuciones en todas las tecnologías excepto la hidráulica.

La energía hidráulica producible viene caracterizada por los meses de abril y mayo de 2016 con probabilidades del 4% y 6% respectivamente. En términos anuales, el 2016 se puede calificar como un año muy húmedo con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 11%, es decir, estadísticamente 11 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado una disminución en el semestre del 16,1% con respecto al mismo semestre del año anterior. El hueco térmico pasa de cubrir el 26,2% del primer semestre de 2015 al 15,5% en este semestre de 2016.

La generación nuclear ha aumentado un 1,4% en el semestre.

La generación con carbón ha presentado una disminución del 53,4% en el semestre. La utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro durante 2016 ha sido del 9% frente al 34,7% de utilización del resto del carbón.

En el segundo semestre de 2016 los ciclos combinados disminuyen su producción un 15,6% respecto al mismo período de 2015. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del semestre ha sido del 7,4%, 1,3 puntos menos que en 2015.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 1,3%.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.8.) ha sido la siguiente:

	2016	2015	%
Precio medio ponderado del mercado diario (/MWh)	30,8	48,5	(36,5)
Carbón API 2 CIF (USD/t)	47,0	59,6	(21,1)
CO ₂ EUA (/ton)	5,7	7,2	(20,8)



Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de electricidad de Gas Natural Fenosa en España son las siguientes:

	2016	2015	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.714	12.145	4,7
Generación:	11.569	11.226	3,1
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.065	(2,7)
Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
Generación renovable y cogeneración:	1.145	919	24,6
Eólica	977	752	29,9
Minihidráulica	110	110	-
Cogeneración y otros	58	57	1,8
Energía eléctrica producida (GWh):	12.767	14.663	(12,9)
Generación:	11.270	13.581	(17,0)
Hidráulica	3.244	1.824	77,9
Nuclear	2.104	2.119	(0,7)
Carbón	936	2.971	(68,5)
Ciclos combinados	4.986	6.667	(25,2)
Generación renovable y cogeneración:	1.497	1.082	38,4
Eólica	1.135	818	38,8
Minihidráulica	334	243	37,4
Cogeneración y otros	28	21	33,3
Factor de disponibilidad Generación (%)	84,3	91,9	(8,3)
Ventas de electricidad (GWh):	18.107	17.394	4,1
Mercado liberalizado	15.422	14.565	5,9
PVPC/Regulado	2.685	2.829	(5,1)
Cuota de mercado de generación	15,7	17,6	-1,9 p.p.

El pasado 17 de mayo el Operador de Mercado ha dado definitivamente de baja el Grupo 1 de la central térmica de Narcea.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 12.767 GWh durante el primer semestre de 2016, cifra inferior en un 12,9% a la del mismo periodo del año anterior. De esa cifra, 11.270 GWh corresponden a generación tradicional, con un 17,0% de disminución respecto al mismo periodo del año anterior.

El año de 2016 muestra una característica hidrológica de año húmedo, con un PSS del 27%, con especial relevancia de los meses de mayo y junio (16% y 18% de PSS respectivamente).

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 55% de llenado, siete puntos por encima del nivel de reservas de la misma fecha de 2015 y más del doble que a comienzos de año.

La producción nuclear ha presentado una disminución del 0,7% respecto al mismo periodo del año anterior, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.



La producción con carbón es un 68,5% menor a la del primer semestre de 2015, con una utilización del 11% en el conjunto las instalaciones.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el primer semestre de 2016 presenta disminución del 25,2%, no obstante, la utilización de esta tecnología, el 16%, es el doble que la del conjunto del sector.

En el primer semestre de 2016, las emisiones de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero han sido de 2,9 millones de toneladas de CO₂ (-2,6 millones de toneladas respecto al mismo período del año anterior).

Como parte de sus compromisos, en el transcurso del pasado mes de abril de 2016 Gas Natural Fenosa remitió al Registro Único de la Unión Europea los derechos equivalentes a las emisiones de CO₂ verificadas en las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado en el año 2015, ascendiendo éstas a 13,5 millones de derechos de CO₂.

Finalmente, la cuota de mercado de Generación acumulada a 30 de junio de 2016 de Gas Natural Fenosa es del 15,7%, inferior en 1,9 puntos a la del mismo período de 2015.

Respecto de la generación renovable y la cogeneración destacar dos hechos relevantes en 2016:

- Gas Natural Fenosa Renovables ha inscrito un total de 13 proyectos eólicos que suman 65 MW dentro del cupo máximo de 450 MW que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo abrió para las Islas Canarias y que contará con un régimen retributivo especial, siendo la empresa con mayor participación en el cupo. En Gran Canaria Gas Natural Fenosa Renovables ha inscrito una potencia de 45 MW, que corresponde a 10 proyectos y los 3 restantes están ubicados en Fuerteventura. Ahora se continuará con el proceso de obtención del resto de las autorizaciones necesarias para la construcción de los parques eólicos, con el objetivo de ponerlos en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018, límite establecido para los proyectos incluidos en el cupo.
- Gas Natural Fenosa Renovables inició el pasado mes de junio los trabajos de repotenciación del Parque Eólico de Cabo Vilano, ubicado en el Concello de Camariñas, que conllevará la instalación de dos nuevos aerogeneradores, de 3 MW de potencia cada uno. Estas dos máquinas sustituyen a los 22 molinos originales, que ya fueron retirados. Este proyecto supone la primera repotenciación de un parque eólico en Galicia, y se prevé finalizar su construcción en el tercer trimestre de este año.

La producción de generación renovable y cogeneración del primer semestre ha sido superior a la alcanzada en el mismo período del año 2015 (1.497 GWh frente a 1.082 GWh). Este incremento se debe, por un lado a la incorporación de la producción de los parques adquiridos por la compra de Gecal Renovables y por otro al mayor índice de hidraulicidad de este trimestre de 2016.

Por tecnologías, la producción eólica alcanza los 1.135 GWh frente 818 GWh en el mismo periodo del año anterior y, en cuanto a la tecnología minihidráulica, se ha alcanzado una producción de 334 GWh frente a los 243 GWh del mismo período de 2015).

Gas Natural Fenosa Renovables a 30 de junio de 2016 tiene una potencia total instalada en operación de 1.145 MW consolidables, de los cuales 977 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 58 MW a cogeneración y fotovoltaica, que incluye la potencia de las plantas de cogeneración en situación de liquidación (43 MW).

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas alcanzan los 18.107 GWh, un 4,1% más que en el acumulado de 2015. Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de optimización de márgenes, de cuotas y del grado de cobertura que Gas Natural Fenosa desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

2.5.10 Global Power Generation

GPG integra todos los activos y participaciones de generación internacional del Grupo en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Kenia y Australia (proyectos eólicos), así como los activos que se explotan para terceros a través de O&M Energy.

Resultados

	2016	2015	%
Importe neto de la cifra de negocios	353	409	(13,7)
Aprovisionamientos	(166)	(216)	(23,1)
Gastos de personal, neto	(22)	(19)	15,8
Otros gastos/ingresos	(41)	(41)	-
Ebitda	124	133	(6,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(65)	(62)	4,8
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	59	71	(16,9)

El ebitda de Global Power Generation en el primer semestre de 2016 alcanza los 124 millones de euros, con un decremento del 6,8% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, a un menor ebitda en México.

En México, el ebitda disminuye un 7,3% debido, fundamentalmente, al menor resultado de las centrales por el menor cómputo de disponibilidad de los últimos doce meses afectada por el diferente calendario de mantenimientos, al efecto de los índices de referencia de los contratos y al menor precio del gas. Esto se compensa por el mayor resultado del parque eólico de Bii Hioxo, como consecuencia de una mayor eficiencia en la gestión del mix comercial.

En cuanto al resto de países, el ebitda de República Dominicana presenta una variación negativa del 11,9% como consecuencia del mayor coste de mantenimiento debido al diferente calendario de paradas.

El ebitda de Panamá aumenta un 17,6% debido a la mayor hidráulidad en las zonas donde están ubicadas las centrales durante el primer semestre del año. Esto ha supuesto, adicionalmente, una menor compra de energía en el mercado para cubrir los compromisos contractuales.

El ebitda de Costa Rica disminuye un 17,8% como consecuencia del menor despacho de agua por parte del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y los menores ingresos por trabajos realizados a terceros que compensa la regularización de ingresos en La Joya, registrados durante el primer semestre de 2016, una vez finalizado el año hídrico contractual.

En Kenia el ebitda aumenta un 14,9% respecto al mismo período del año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a los menores gastos incurridos en tareas de mantenimiento.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2016	2015	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.702	2.707	(0,2)
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	-	5	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh):	8.657	8.425	2,8
México (CC)	7.509	7.213	4,1
México (eólico)	387	454	(14,8)
Costa Rica (hidráulica)	170	138	23,2
Panamá (hidráulica)	33	32	3,1
Panamá (fuel)	-	-	-
República Dominicana (fuel)	485	526	(7,8)
Kenia (fuel)	73	62	17,7
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	89,2	84,8	4,4 p.p.
Costa Rica (hidráulica)	94,1	93,3	0,8 p.p.
Panamá (hidráulica y fuel)	92,7	96,0	-3,3 p.p.
República Dominicana (fuel)	89,5	94,4	-4,9 p.p.
Kenia (fuel)	95,1	93,5	1,6 p.p.

La producción de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia de la mayor duración de las paradas mayores de Tuxpan y Naco en 2015, operación a ciclo abierto del GIII de Tuxpan así como por los problemas derivados de la calidad del aprovisionamiento del gas durante el primer semestre del año anterior. Estos efectos se compensan por la menor producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo por menores vientos así como por la menor producción de Durango al realizar este año un mantenimiento mayor. Los mantenimientos realizados en los diferentes años, inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto favorecida por la mayor producción de Torito que inició su operación en el primer semestre de 2015. La mayor disponibilidad es como consecuencia de los problemas de Torito durante el primer semestre de 2015 debido a la entrada de materiales extraños a la cámara espiral de las máquinas.

La producción en Panamá se encuentra en valores del año anterior siendo ligeramente superior por la mayor hidráulica ocurrida durante el segundo trimestre del año. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en la central de La Yeguada.

La generación en República Dominicana disminuyó un 7,8% respecto al mismo período del año anterior debido a la mayor generación hidráulica así como a la salida del sistema de Centrales más eficientes durante 2015.

La producción con fuel en Kenia es superior a la registrada en el mismo período del año anterior en un 17,7%, alcanzando los 73 GWh. Este incremento se debe al mayor despacho en 2016, como consecuencia de la parada de algunas instalaciones hidráulicas del país por mantenimiento de las mismas.



Por último, en la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) la producción es superior en un 21,8% a la del año anterior, debido a que durante el primer trimestre de 2015 se realizó una parada mayor y la programada para el primer trimestre de 2016 se adelantó a finales de 2015 por los daños sufridos tras el paso de la tormenta tropical Erika. Su aportación al consolidado disminuye respecto al mismo período del año anterior, debido a la menor venta de energía *spot* y a un menor ingreso de capacidad.

3. Principales riesgos e incertidumbres

3.1. Riesgos operativos

3.1.1. Riesgo regulatorio

Gas Natural Fenosa y sus sociedades filiales están obligadas a cumplir con la normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad. En especial, los negocios de distribución gasista y eléctrico responden a actividades reguladas en la mayor parte de los países en los que Gas Natural Fenosa realiza dicha actividad.

La normativa aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad en los países en los que opera Gas Natural Fenosa está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes. La introducción de las referidas modificaciones podría incidir en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas, afectando de un modo adverso al negocio, beneficios, subvenciones y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

En caso de que los organismos públicos o privados que pudiera corresponder interpretaran o aplicaran de manera distinta al criterio de Gas Natural Fenosa la referida normativa, podría cuestionarse o recurrirse dicho cumplimiento y, de resultar probado cualquier incumplimiento, podría afectar de un modo material adverso al negocio, perspectivas, beneficios, subvenciones y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

La gestión del riesgo regulatorio se basa en la comunicación fluida que Gas Natural Fenosa mantiene con los organismos reguladores. Adicionalmente, en el desempeño de las actividades reguladas, Gas Natural Fenosa ajusta sus costes e inversiones a las tasas de rentabilidad reconocidas para cada negocio.

3.1.2. Riesgo de volúmenes de gas y electricidad

La mayor parte de las compras de gas natural y gas natural licuado (GNL) se realizan a través de contratos a largo plazo, que incluyen cláusulas conforme a las cuales Gas Natural Fenosa tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas (conocidas como cláusulas “*take-or-pay*”). Con arreglo a dichos contratos, a pesar de que Gas Natural Fenosa no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida de conformidad con las cláusulas “*take-or-pay*”.

Los mencionados contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de Gas Natural Fenosa. No obstante, las necesidades reales pueden ser inferiores a las previstas en el momento de suscripción de los contratos. En caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, Gas Natural Fenosa estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que efectivamente necesita o, en su defecto, a pagar por la cantidad de gas mínima comprometida, con independencia de que no adquiriera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de Gas Natural Fenosa.

En el ámbito eléctrico, el resultado de Gas Natural Fenosa está expuesto a la contracción de los volúmenes de generación de electricidad, condicionada por la evolución de la demanda eléctrica. Adicionalmente, dado el importante papel de la tecnología de Ciclo Combinado en el parque de generación de Gas Natural Fenosa, el volumen generado puede verse minorado por el creciente peso relativo de la generación con energías renovables.



La contracción de volúmenes generados implicaría una mayor incertidumbre respecto al cumplimiento del posicionamiento generación/comercialización objetivo.

Gas Natural Fenosa gestiona de manera integrada sus contratos y activos a nivel global con objeto de optimizar los balances energéticos, permitiendo corregir cualquier desviación de la manera más rentable posible.

3.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurables

Las actividades de Gas Natural Fenosa están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución de gas o activos de generación de electricidad, así como otros desperfectos y supuestos de fuerza mayor que podrían tener como resultado daños personales y/o materiales, deterioros de las instalaciones o propiedades de Gas Natural Fenosa o la destrucción de las mismas. Acontecimientos como éstos, u otros de similar naturaleza, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas y la generación de electricidad. En este tipo de situaciones, a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros de riesgos, como seguros ante potenciales pérdidas de beneficio y daños materiales, la situación financiera y los resultados de Gas Natural Fenosa pueden verse afectados en la medida en que las pérdidas que se produzcan no estén aseguradas, la cobertura sea insuficiente, o se generen pérdidas económicas como consecuencia de limitaciones de cobertura o evolución al alza de franquicias, así como por potenciales encarecimientos de las primas satisfechas al mercado asegurador.

Asimismo cabe mencionar que Gas Natural Fenosa podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por lesiones personales y/o otros daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que Gas Natural Fenosa opera, lo que podría dar lugar, en la medida en que las pólizas de seguros de responsabilidad civil contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones, a un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, situación financiera y sus resultados.

Gas Natural Fenosa elabora planes de mejora continua que permitan reducir la frecuencia y severidad de potenciales incidencias. Entre otras, se han desarrollado unidades específicas de supervisión de activos enfocadas a intensificar el mantenimiento preventivo y predictivo. Adicionalmente, la política de cobertura mediante seguros se basa en la optimización del Coste Total del Riesgo.

b) Imagen y reputación

Gas Natural Fenosa está expuesta a la opinión y percepción proyectada sobre diferentes grupos de interés. Dicha percepción puede verse deteriorada por eventos tanto producidos por la compañía como por terceros sobre los que se tenga poco o ningún control, produciéndose un efecto contagio de la reputación soberana o sectorial sobre la compañía. En caso de producirse dicho deterioro, a medio plazo podría implicar un perjuicio económico derivado de mayores exigencias por parte de los reguladores, mayores costes de financiación o mayores esfuerzos comerciales en la captación de clientes.

Gas Natural Fenosa realiza una labor activa en la identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales y grupos de interés afectados. Adicionalmente, la transparencia forma parte de su política de comunicación.

c) Medioambiente

Las actividades de Gas Natural Fenosa están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en materia de protección medioambiental.

Gas Natural Fenosa y sus sociedades filiales están sometidas al estricto cumplimiento de normativa extensa en materia de protección medioambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto medioambiental, la obtención de las pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros:

- Que las autorizaciones y licencias ambientales podrían no ser otorgadas o ser revocadas por el incumplimiento de las condiciones que en ellas se impongan;
- Que el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades podría sufrir modificaciones o cambios, lo que podría provocar un aumento de los costes o plazos para poder cumplir con el nuevo marco regulatorio.

Para mitigar este riesgo, Gas Natural Fenosa ha adoptado un sistema de gestión integral ambiental y dispone de planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente con impacto en el medioambiente. Adicionalmente, se contratan pólizas de seguro específicas para la cobertura de esta tipología de riesgos.

d) Cambio climático

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada al clima. Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de la producción de electricidad y de su uso como calefacción, mientras que durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado, fundamentalmente. Los ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían verse afectados de forma adversa en el caso de que se produjesen otoños templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Asimismo, el nivel de ocupación de las plantas de generación hidroeléctrica dependen del nivel de precipitaciones en donde se encuentren dichas instalaciones, pudiéndose ver afectado en épocas de sequía.

Las políticas y medidas establecidas a nivel europeo con objeto de combatir el cambio climático podrían afectar al resultado de Gas Natural Fenosa, en caso de alterar la competitividad del mix de generación de la compañía.

Gas Natural Fenosa participa en distintos grupos de trabajo a nivel europeo que le permiten adaptar anticipadamente su estrategia a los nuevos desarrollos normativos. Adicionalmente, participa en proyectos de desarrollo limpio orientados a reducir las emisiones de CO₂.

e) Exposición geopolítica

Gas Natural Fenosa cuenta con intereses en países con distintos entornos políticos, económicos y sociales, destacando dos áreas geográficas principales:

- **Latinoamérica**
Una parte importante del resultado operativo de Gas Natural Fenosa es generado por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en Latinoamérica están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, cabe mencionar los siguientes:

- Importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
 - Significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
 - Altos niveles de inflación;
 - Devaluación, depreciación o sobrevaloración de las divisas locales;
 - Controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
 - Entorno cambiante de los tipos de interés;
 - Cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
 - Cambios inesperados en los marcos regulatorios;
 - Tensiones sociales e
 - Inestabilidad política y macroeconómica.
- Oriente Próximo y Magreb
Gas Natural Fenosa cuenta tanto con activos propios como con importantes contratos de suministro de gas procedente de distintos países del Magreb y Oriente Próximo, en particular Egipto. La inestabilidad política en la zona puede derivar tanto en daños físicos sobre activos de empresas participadas por Gas Natural Fenosa como en la obstrucción de las operaciones de dichas u otras empresas que impliquen una interrupción del suministro de gas del grupo.

Gas Natural Fenosa cuenta con una cartera diversificada tanto en países en los que desarrolla negocios de distribución de energía (Latinoamérica, Europa) como países de los que procede el aprovisionamiento de gas (Latinoamérica, África, Oriente Medio, Europa). Dicha diversificación permite minimizar el riesgo tanto de expropiación como de interrupción de suministro ante el efecto contagio de inestabilidad política entre países cercanos. Adicionalmente, existen pólizas de seguro específicas contratadas frente a los riesgos mencionados.

3.2. Riesgos financieros

Los riesgos de carácter financiero (tipo de interés, tipo de cambio, precio de las materias primas (*commodities*), riesgo de crédito, riesgo de liquidez) se desarrollan en la Nota 17 de la Memoria de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015.

El 23 de junio de 2016 los votantes de Reino Unido apoyaron la salida de su país de la Unión Europea ("Brexit"). Si bien la salida de Reino Unido irá acompañada de un proceso de negociación que se prolongará durante un periodo de tiempo a día de hoy indefinido, ya se han producido las primeras consecuencias, tanto en los mercados de capitales como en los de divisas. Sin embargo, la exposición de Gas Natural Fenosa al riesgo derivado del denominado "Brexit" es prácticamente nula.

3.3. Principales oportunidades

Las principales oportunidades con las que Gas Natural Fenosa cuenta son:

- Mix de generación: El parque de generación de Gas Natural Fenosa, dominado por centrales de ciclo combinado cuenta con la flexibilidad necesaria para adaptarse a distintas situaciones de mercado, resultando un activo valioso en el aprovechamiento de oportunidades relacionadas con la volatilidad de los precios y volúmenes demandados en los mercados de gas y electricidad.
- Evolución de los mercados de CO₂: Los distintos mecanismos propuestos por la Comisión Europea orientados a incrementar el coste de los derechos de emisión tienen como objeto desincentivar el uso de tecnologías más contaminantes para contrarrestar así el efecto del cambio climático. En esta situación, el parque de Gas Natural Fenosa sería más competitivo frente al carbón, pudiendo aflorar adicionalmente oportunidades en el mercado de emisiones.
- Portfolio de aprovisionamiento de GN/GNL: La gestión de gasoductos, la participación en plantas y la flota de buques metaneros permite cubrir las necesidades de los diferentes negocios del Grupo de manera flexible y diversificada, optimizando para los distintos



escenarios energéticos. Concretamente, la flota de buques metaneros convierte a Gas Natural Fenosa en uno de los mayores operadores de GNL en el mundo y referente en la cuenca Atlántica y Mediterránea.

- Equilibrada posición estructural en negocios y áreas geográficas, muchos de ellos con flujos estables, independientes del precio de las *commodities*, que permiten optimizar la captura de los crecimientos esperados de la demanda energética y maximizar las oportunidades de nuevos negocios en nuevos mercados.

El 11 de mayo de 2016 se presentó la visión estratégica 2016-2020 en la que se fijan los objetivos financieros de Gas Natural Fenosa para 2018 tras el cumplimiento de los objetivos de 2015.

4. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016 se describen en la Nota 19 de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados.

**GAS NATURAL SDG, S.A. y sus
sociedades dependientes**

Informe de revisión limitada de estados
financieros intermedios resumidos consolidados
al 30 de junio de 2016



INFORME DE REVISIÓN LIMITADA DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

A los accionistas de Gas Natural SDG, S.A., por encargo del Consejo de Administración:

Informe sobre los estados financieros intermedios resumidos consolidados

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos (en adelante los estados financieros intermedios) de Gas Natural SDG, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (en adelante el Grupo), que comprenden el balance de situación al 30 de junio de 2016, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y las notas explicativas, todos ellos resumidos y consolidados, correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha. Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, para la preparación de información financiera intermedia resumida, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

Alcance de la revisión

Hemos realizado nuestra revisión limitada de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410, Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad. Una revisión limitada de estados financieros intermedios consiste en la realización de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables, y en la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión limitada tiene un alcance sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España y, por consiguiente, no nos permite asegurar que hayan llegado a nuestro conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. Por tanto, no expresamos una opinión de auditoría de cuentas sobre los estados financieros intermedios adjuntos.

Conclusión

Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007, para la preparación de estados financieros intermedios resumidos.



Párrafo de énfasis

Llamamos la atención sobre la Nota 3 adjunta, en la que se menciona que los citados estados financieros intermedios adjuntos no incluyen toda la información que requerirían unos estados financieros consolidados completos preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, por lo que los estados financieros intermedios adjuntos deberán ser leídos junto con las cuentas anuales consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015. Esta cuestión no modifica nuestra conclusión.

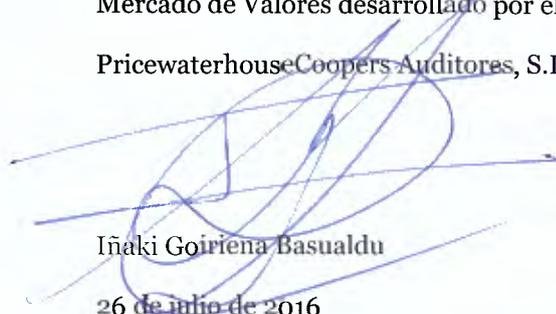
Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión intermedio consolidado adjunto del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 contiene las explicaciones que los administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este periodo y su incidencia en los estados financieros intermedios presentados, de los que no forma parte, así como sobre la información requerida conforme a lo previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1362/2007. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con los estados financieros intermedios del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión intermedio consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes.

Otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición del Consejo de Administración de la Sociedad dominante en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 119 del Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores desarrollado por el Real Decreto 1362/2007 de 19 de octubre.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.



Iñaki Goirienea Basualdu
26 de julio de 2016

Col·legi
de Censors Jurats
de Comptes
de Catalunya

PRICEWATERHOUSECOOPERS
AUDITORES, S.L.

Any 2016 Núm. 20/16/00822
IMPORT COL·LEGIAL: 30,00 EUR

.....
Informe **NO** subjecte a la normativa
reguladora de l'activitat d'auditoria
de comptes a Espanya
.....