

Gas Natural Fenosa

Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2013

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



Gas Natural Fenosa

Balance de situación consolidado intermedio

(en millones de euros)

	30.06.13	31.12.12
ACTIVO		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	10.439	10.764
Fondo de comercio	5.801	5.837
Otro inmovilizado intangible	4.638	4.927
Inmovilizado material (Nota 5)	21.773	22.308
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	97	100
Activos financieros no corrientes (Nota 6)	1.007	983
Activo por impuesto diferido	1.005	1.036
ACTIVO NO CORRIENTE	34.321	35.191
Existencias	947	897
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.872	5.106
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.502	4.557
Otros deudores	307	453
Activos por impuesto corriente	63	96
Otros activos financieros corrientes (Nota 6)	1.113	1.259
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.757	4.434
ACTIVO CORRIENTE	12.689	11.696
TOTAL ACTIVO	47.010	46.887
PATRIMONIO Y PASIVO		
Capital social	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Reservas	7.938	7.402
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	780	1.441
Dividendo a cuenta	-	(391)
Ajustes por cambios de valor	(104)	-
Operaciones de cobertura	(10)	(19)
Diferencias de conversión	(94)	19
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	13.423	13.261
Intereses minoritarios	1.564	1.618
PATRIMONIO NETO (Nota 7)	14.987	14.879
Ingresos diferidos	885	878
Provisiones no corrientes (Nota 8)	1.670	1.665
Pasivos financieros no corrientes (Nota 6)	19.052	18.046
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	18.848	17.815
Otros pasivos financieros	204	231
Pasivo por impuesto diferido	2.588	2.688
Otros pasivos no corrientes	868	834
PASIVO NO CORRIENTE	25.063	24.111
Provisiones corrientes (Nota 8)	80	144
Pasivos financieros corrientes (Nota 6)	1.858	2.386
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	1.662	2.243
Otros pasivos financieros	196	143
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	4.083	4.560
Proveedores	3.349	3.936
Otros acreedores	661	526
Pasivos por impuesto corriente	73	98
Otros pasivos corrientes	939	807
PASIVO CORRIENTE	6.960	7.897
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	47.010	46.887

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	
	2013	2012
Importe neto de la cifra de negocio <i>(Nota 9)</i>	12.895	12.439
Aprovisionamientos <i>(Nota 10)</i>	(8.929)	(8.639)
Otros ingresos de explotación	100	103
Gastos de personal <i>(Nota 11)</i>	(451)	(423)
Otros gastos de explotación <i>(Nota 12)</i>	(1.115)	(1.045)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado <i>(Nota 5)</i>	(981)	(890)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	20	17
Otros resultados <i>(Nota 13)</i>	8	20
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.547	1.582
Ingresos financieros	124	89
Gastos financieros	(528)	(527)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(3)	11
Diferencias de cambio	2	(4)
RESULTADO FINANCIERO <i>(Nota 14)</i>	(405)	(431)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	4	7
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.146	1.158
Impuesto sobre beneficios <i>(Nota 15)</i>	(252)	(288)
RESULTADO DEL PERÍODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	894	870
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	894	870
Atribuible a:		
Sociedad dominante	780	767
Intereses minoritarios	114	103
	894	870
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la sociedad dominante <i>(Nota 7)</i>	0,78	0,77
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la sociedad dominante <i>(Nota 7)</i>	0,78	0,77

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

Estado consolidado de resultado global intermedio (en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2013	2012
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	894	870
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(120)	72
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(1)	(1)
Efecto impositivo	-	-
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por coberturas de flujo de efectivo	34	(2)
Diferencias de conversión	(152)	69
Efecto impositivo	(1)	6
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	(14)	(7)
Por coberturas de flujo de efectivo	(22)	(11)
Diferencias de conversión	2	1
Efecto impositivo	6	3
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL PERÍODO	(134)	65
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL PERÍODO	760	935
Atribuible a:		
Sociedad dominante	675	813
Intereses minoritarios	85	122

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						Total Patrimonio neto
	Capital social	Prima de emisión y Reservas	Resultado	Ajustes por cambios de valor	Subtotal	Intereses minoritarios	
Balance a 1.1.12	992	10.348	1.325	127	12.792	1.649	14.441
Resultado global total del período	-	-	767	46	813	122	935
Distribución de dividendos	-	1.325	(1.325)	-	-	(138)	(138)
Adquisición derechos asignación gratuita (Nota 7)	-	(379)	-	-	(379)	-	(379)
Ampliación de capital (Nota 7)	9	(9)	-	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(12)	-	-	(12)	(2)	(14)
Balance a 30.06.12	1.001	11.273	767	173	13.214	1.631	14.845
Resultado global total del período	-	(54)	674	(173)	447	59	506
Distribución de dividendos (Nota 7)	-	(391)	-	-	(391)	(66)	(457)
Otras variaciones	-	(9)	-	-	(9)	(6)	(15)
Balance a 31.12.12	1.001	10.819	1.441	-	13.261	1.618	14.879
Resultado global total del período	-	(1)	780	(104)	675	85	760
Distribución de dividendos	-	937	(1.441)	-	(504)	(143)	(647)
Otras variaciones	-	(9)	-	-	(9)	4	(5)
Balance a 30.06.13	1.001	11.746	780	(104)	13.423	1.564	14.987

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	
	2013	2012
Resultado antes de impuestos	1.146	1.158
Ajustes del resultado	1.324	1.232
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	981	890
Otros ajustes del resultado neto	343	342
Cambios en el capital corriente	(17)	171
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(558)	(628)
Pagos de intereses	(406)	(386)
Cobros de intereses	56	50
Pagos por impuesto sobre beneficios	(208)	(292)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	1.895	1.933
Pagos por inversiones:	(1.281)	(1.181)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(11)	(9)
Inmovilizado material e intangible	(667)	(769)
Otros activos financieros	(603)	(403)
Cobros por desinversiones:	697	513
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	55	36
Inmovilizado material e intangible	11	2
Otros activos financieros	631	475
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	24	63
Cobros de dividendos	-	3
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	24	60
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(560)	(605)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	-	(379)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	506	717
Emisión	3.905	2.952
Devolución y amortización	(3.399)	(2.235)
Pagos por dividendos	(457)	(416)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(36)	(35)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	13	(113)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(25)	15
VARIACION DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	1.323	1.230
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	4.434	3.098
Efectivo y equivalentes al final del periodo	5.757	4.328

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 exploración y producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad.

Gas Natural Fenosa opera principalmente en España y fuera del territorio español, en Latinoamérica, el resto de Europa (Francia, Italia, Moldavia y Portugal) y África.

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

Nota 2. Marco regulatorio

En relación al marco regulatorio descrito en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012, cabe destacar los siguientes aspectos correspondientes al primer semestre de 2013:

El 2 de febrero de 2013 se publicó el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de Medidas Urgentes en el Sistema Eléctrico y en el Sector Financiero que, en lo relativo al sector eléctrico, introduce nuevas medidas para corregir los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados. Los principales aspectos de este Real Decreto-ley son:

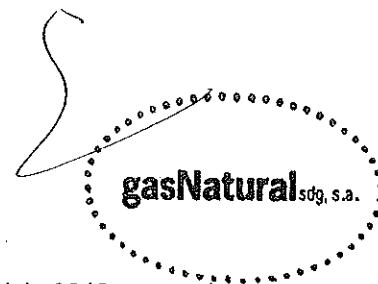
- Sustitución del índice de actualización de los costes del sector eléctrico, de forma que, con efectos a partir del 1 de enero de 2013, las retribuciones, tarifas y primas se actualizarán tomando como referencia el índice de Precios de Consumo ("IPC") a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente), que sustituye la referencia al IPC prevista en la normativa del sector eléctrico.
- Las opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial serán dos: (i) la cesión de la electricidad al sistema percibiendo una tarifa regulada; o (ii) la venta de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, en cuyo caso el precio de la electricidad será exclusivamente el que resulte en el mercado organizado o el libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, sin complemento de prima.

El 15 de febrero de 2013 el Consejo de Ministros aprobó el Proyecto de Ley por el que se concede un crédito extraordinario de 2.200 millones de euros para financiar costes del sistema eléctrico ocasionados por los incentivos económicos para el fomento de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

El 16 de febrero de 2013 se publicó la Orden Ministerial IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los Peajes de Acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las Tarifas y Primas de las Instalaciones del Régimen Especial. La retribución reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2013 en las actividades de distribución y transporte asciende a 829 millones de euros.

El 29 de marzo de 2013 se publicó la Resolución de 25 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el Coste de Producción de Energía Eléctrica y las Tarifas de Último Recurso a aplicar a partir de 1 de abril de 2013. De acuerdo con la misma, la TUR baja una media del 6,63% en la revisión del segundo trimestre del año a partir del 1 de abril, de acuerdo con los resultados de la subasta celebrada el 20 de marzo.

Nota 3. Bases de presentación y políticas contables



3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2012 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 16 de abril de 2013.

Los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2013 de Gas Natural Fenosa han sido formulados por el Consejo de Administración el 19 de julio de 2013 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 2012 que han sido preparadas de conformidad con el Reglamento (CE) nº 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 2012, fecha de las Cuentas anuales consolidadas anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2013.

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 2012, sin cambios significativos desde su publicación. En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 no se han producido cambios significativos en el entorno empresarial o económico, ni en el regulatorio que puedan afectar al valor razonable a 30 de junio de 2013 de los activos y pasivos financieros o que puedan dar lugar a deterioro de los valores contables a 30 de junio de 2013 de fondo de comercio, de inmovilizado intangible y de inmovilizado material de Gas Natural Fenosa.

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 2012.

Entrada en vigor de nuevas normas contables

Como consecuencia de la aprobación, publicación y entrada en vigor el 1 de enero de 2013 se han aplicado las siguientes normas:

- NIC 1 (Modificación), "Presentación de las partidas de otro resultado global";
- NIC 19 (Modificación), "Retribuciones a los empleados";
- NIIF 13, "Valoración del valor razonable";
- CINIIF 20, "Costes por desmonte en la fase de producción de una mina a cielo abierto";
- NIIF 7 (Modificación), "Instrumentos financieros: Información a revelar – Compensación de activos financieros y pasivos financieros";
- NIC 32, "Instrumentos financieros: Presentación – Compensación de activos financieros y pasivos financieros";
- NIC 12 (Modificación), "Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes";
- Mejoras anuales de las NIIF, ciclo 2009-2011.

La aplicación de las anteriores normas no ha supuesto ningún impacto significativo en los estados financieros intermedios resumidos consolidados. A efectos comparativos, el estado consolidado de resultado global intermedio del periodo de 6 meses terminado el 30 de junio de 2012 se presenta conforme la NIC 1 (Modificación), "Presentación de las partidas de otro resultado global".

Por otro lado, la Unión Europea adoptó en 2012 las siguientes normas y modificaciones para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2014, que no han sido adoptadas anticipadamente:

- NIIF 10, "Estados financieros consolidados";
- NIIF 11, "Acuerdos conjuntos";
- NIIF 12, "Revelación de participaciones en otras entidades";
- NIC 27 (Modificación), "Estados financieros separados";
- NIC 28 (Modificación), "Inversiones en asociadas y en negocios conjuntos".

Además, durante el primer semestre de 2013 se han publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea la siguiente modificación de normas con entrada en vigor para ejercicios iniciados el 1 de enero de 2014, que no ha sido adoptada anticipadamente:

- "Guía de transición", Modificaciones de la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

Gas Natural Fenosa está evaluando el impacto que la aplicación de estas normas tendrá sobre sus estados financieros.

3.5 Perímetro de consolidación

En el primer semestre de 2013 las principales variaciones en el perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa corresponden a la venta, el 11 de febrero de 2013, de sus participaciones en dos empresas de distribución de electricidad en Nicaragua, Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. y Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (Nota 13).

En el primer semestre de 2012 las variaciones en el perímetro de consolidación correspondieron básicamente a la venta en febrero de 2012 de los activos correspondientes a determinados clientes de gas y contratos asociados en la Comunidad de Madrid (Nota 13).

En el Anexo I se recogen las variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2013 y de 2012.



Nota 4. Información financiera por segmentos

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, Latinoamérica y Resto (Italia).

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

La distribución de gas en Resto (Italia) consiste en la distribución regulada de distribución de gas y la comercialización de gas.

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

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 Latinoamérica corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad y ventas a clientes a precios regulados en Colombia, Nicaragua (hasta el 11 de febrero de 2013) y Panamá.

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.

- Electricidad. Incluye la generación de electricidad en España, en Latinoamérica (Costa Rica, México, Panamá, Puerto Rico y República Dominicana) y resto (Kenia).

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

- 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, además del suministro de productos y servicios relacionados con la comercialización minorista. Asimismo, incluye las ventas de gas natural a clientes fuera de España.

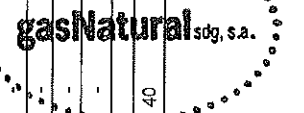
El negocio de Unión Fenosa Gas incluye las actividades de licuefacción en Damietta (Egipto), de transporte marítimo, de regasificación en Sagunto y de aprovisionamiento y comercialización de gas, gestionadas de manera conjunta con otro socio.

- Otros. Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, las actividades relacionadas con fibra óptica y el resto de las actividades ajenas a la energía.

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

Seis meses terminados a 30 de junio 2013	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Electricidad			Gas			Otros	Elimina- ciones	TOTAL				
	España	Latino- América	Resto	Total	España	Latino- América	Resto	Total	España	Latino- América	Resto	Total				Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total	
																			180
Importe neto cifra negocios consolidado	66	-	-	66	20	-	-	20	513	3	-	-	96	852	164	1.112	93	-	1.807
Importe neto cifra negocios entre segmentos	634	1.726	180	2.540	428	1.107	127	1.662	2.955	485	52	3.492	160	6.053	539	6.752	256	(1.807)	12.895
Aprovisionamientos segmentos	(14)	(1.202)	(107)	(1.323)	-	(820)	(98)	(918)	(2.092)	(310)	(39)	(2.441)	(13)	(5.490)	(450)	(5.953)	(101)	1.807	(8.929)
Gastos de personal neto	(39)	(51)	(8)	(98)	(55)	(31)	(4)	(90)	(78)	(9)	(1)	(87)	(2)	(26)	(5)	(33)	(143)	-	(451)
Otros ingresos/gastos de explotación	(128)	(117)	(14)	(260)	(71)	(91)	(5)	(167)	(347)	(33)	(5)	(385)	(10)	(92)	(6)	(108)	39	-	(881)
EBITDA	452	356	51	859	302	165	20	487	438	134	7	579	135	445	78	658	51	-	2.634
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(142)	(56)	(13)	(211)	(107)	(32)	(3)	(142)	(293)	(57)	(2)	(352)	(44)	(9)	(149)	(202)	(74)	-	(981)
Dotación a provisiones	-	(9)	(2)	(11)	(1)	(58)	-	(59)	(23)	-	-	(23)	-	(26)	-	(26)	5	-	(114)
Resultado de explotación	310	291	36	637	194	75	17	286	122	77	5	204	91	410	(71)	430	(10)	-	1.547
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(405)
Resultado método participación	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	3	3	-	-	4
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.146
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(252)
Resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	894
Inversiones inmov. material e intangible (Nota 5)	110	74	9	193	83	53	3	139	84	100	-	184	5	7	8	20	60	-	596

Seis meses terminados a 30 de junio 2012	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Electricidad			Gas			Otros	Elimina- ciones	TOTAL				
	España	Latino- América	Resto	Total	España	Latino- América	Resto	Total	España	Latino- América	Resto	Total				Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total	
																			161
Importe neto cifra negocios consolidado	62	-	-	62	23	-	-	23	583	4	-	587	97	715	264	1.076	90	-	1.838
Importe neto cifra negocios entre segmentos	631	1.377	161	2.169	424	1.230	125	1.779	2.989	399	65	3.453	153	5.800	635	6.588	288	(1.838)	12.439
Aprovisionamientos segmentos	(11)	(901)	(93)	(1.005)	-	(924)	(98)	(1.022)	(2.211)	(233)	(52)	(2.496)	(29)	(5.312)	(445)	(5.786)	(168)	1.838	(8.639)
Gastos de personal neto	(36)	(51)	(8)	(95)	(50)	(28)	(4)	(82)	(73)	(8)	(1)	(82)	(3)	(26)	(6)	(95)	(129)	-	(423)
Otros ingresos/gastos de explotación	(133)	(115)	(14)	(262)	(66)	(97)	(6)	(169)	(254)	(33)	(6)	(293)	(11)	(99)	(11)	(121)	27	-	(818)
EBITDA	451	310	46	807	308	181	17	506	451	125	6	582	110	363	173	646	18	-	2.559
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	20
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(141)	(58)	(12)	(211)	(111)	(35)	(3)	(149)	(289)	(53)	(3)	(345)	(39)	(7)	(77)	(123)	(62)	-	(890)
Dotación a provisiones	(2)	(12)	(2)	(16)	1	(63)	-	(62)	(18)	-	-	(18)	-	(27)	-	(27)	16	-	(107)
Resultado de explotación	308	240	32	580	198	83	14	295	144	72	3	219	71	329	96	496	(8)	-	1.582
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(431)
Resultado método participación	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2	-	-	5	5	-	-	7
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.158
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(288)
Resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	870
Inversiones inmov. material e intangible (Nota 5)	108	65	17	190	121	44	4	169	80	32	-	112	14	7	3	24	40	-	535



b) Información por áreas geográficas



El domicilio de Gas Natural Fenosa, donde reside la operativa principal, está ubicado en España. Las áreas de operaciones abarcan principalmente el resto de Europa (Italia, Francia, Moldavia y Portugal), Latinoamérica, África y otros.

El importe neto de la cifra de negocio de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses terminado en 2013 y 2012 asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2013	2012
España	7.108	6.994
Resto de Europa	1.184	847
Latinoamérica	3.869	3.764
África y otros	734	834
Total	12.895	12.439

Nota 5. Inmovilizado intangible e inmovilizado material.

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 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 31.12.12	5.837	4.927	10.764	22.308
Coste bruto	5.837	7.301	13.138	30.782
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(2.374)	(2.374)	(8.474)
Valor neto contable a 1.1.13	5.837	4.927	10.764	22.308
Inversión	-	126	126	470
Desinversión ⁽¹⁾	(22)	(67)	(89)	(197)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	-	(270)	(270)	(711)
Diferencias de conversión	(14)	(78)	(92)	(97)
Reclasificaciones y otros	-	-	-	-
Valor neto contable a 30.06.13	5.801	4.638	10.439	21.773
Coste bruto	5.801	7.208	13.009	30.790
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(2.570)	(2.570)	(9.017)
Valor neto contable a 30.06.13	5.801	4.638	10.439	21.773

(1) Las desinversiones corresponden, principalmente, a la venta de las participaciones de las empresas de distribución de electricidad en Nicaragua, Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. y Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (Notas 3.5 y 13).

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.

Se incluye en "Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro", dentro del epígrafe "Otro inmovilizado intangible", un importe de 70 millones de euros que corresponde a la pérdida por deterioro del valor asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene Gas Natural Fenosa a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural. Unión Fenosa Gas ha iniciado durante el primer semestre de 2013 acciones legales en defensa de sus derechos contractuales.

Gas Natural Fenosa mantiene a 30 de junio de 2013 compromisos de inversión en inmovilizado por 340 millones de euros, principalmente 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 un parque eólico en México.

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 2013 y a 31 de diciembre de 2012, 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 2013						
Derivados	-	-	-	1	-	1
Instrumentos de patrimonio	123	-	-	-	-	123
Otros activos financieros	-	881	2	-	-	883
Activos financieros no corrientes	123	881	2	1	-	1.007
Derivados	-	-	-	8	9	17
Otros activos financieros	-	1.096	-	-	-	1.096
Activos financieros corrientes	-	1.096	-	8	9	1.113
Total activos financieros a 30.06.2013	123	1.977	2	9	9	2.120

	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 2012						
Instrumentos de patrimonio	73	-	-	-	-	73
Otros activos financieros	-	908	2	-	-	910
Activos financieros no corrientes	73	908	2	-	-	983
Derivados	-	-	-	3	7	10
Otros activos financieros	-	1.249	-	-	-	1.249
Activos financieros corrientes	-	1.249	-	3	7	1.259
Total activos financieros a 31.12.2012	73	2.157	2	3	7	2.242

La principal variación del epígrafe "Disponibles para la venta" corresponde a la adquisición de una participación del 10% en la sociedad Medgaz, S.A. realizada con fecha 8 de enero de 2013 a la compañía Sonatrach junto con un 10% del préstamo del accionista por un total de 62 millones de euros.

La financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad se incluye en el epígrafe "Préstamos y partidas a cobrar corrientes", de acuerdo a que, en base a la legislación vigente, existe el derecho a percibir su reintegro sin que se encuentre sujeto a factores contingentes futuros y se prevé su recuperación en un plazo inferior a doce meses. A 30 de junio de 2013 Gas Natural Fenosa mantenía un derecho de cobro por déficit por importe de 915 millones de euros (1.065 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) correspondientes al ejercicio 2010 (2 millones de euros), al ejercicio 2012 (560 millones de euros) y al ejercicio 2013 (353 millones de euros). Durante el primer semestre del ejercicio 2013, adicionalmente a los cobros recibidos de las liquidaciones, se realizaron diez emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, cobrando Gas Natural Fenosa como resultado de estas emisiones un importe de 540 millones de euros.

b) Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros, excluyendo "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" a 30 de junio de 2013 y a 31 de diciembre de 2012, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30 junio 2013	Otros pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	-	7.016	-	7.016
Obligaciones y otros valores negociables	-	11.775	-	11.775
Derivados	-	-	57	57
Otros pasivos financieros	-	204	-	204
Pasivos financieros no corrientes	-	18.995	57	19.052
Deudas con entidades de crédito	-	804	-	804
Obligaciones y otros valores negociables	-	841	-	841
Derivados	-	-	17	17
Otros pasivos financieros	-	196	-	196
Pasivos financieros corrientes	-	1.841	17	1.858
Total pasivos financieros a 30.06.2013	-	20.836	74	20.910

A 31 diciembre 2012	Otros pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	-	7.261	-	7.261
Obligaciones y otros valores negociables	-	10.470	-	10.470
Derivados	2	-	82	84
Otros pasivos financieros	-	231	-	231
Pasivos financieros no corrientes	2	17.962	82	18.046
Deudas con entidades de crédito	-	1.789	-	1.789
Obligaciones y otros valores negociables	-	453	-	453
Derivados	-	-	1	1
Otros pasivos financieros	-	143	-	143
Pasivos financieros corrientes	-	2.385	1	2.386
Total pasivos financieros a 31.12.2012	2	20.347	83	20.432

Tal y como se indica en la Nota 3.4, el 1 de enero de 2013 entró en vigor la NIIF 13 "Valoración del valor razonable" cuya aplicación no ha tenido impacto significativo ni en los estados financieros intermedios resumidos consolidados ni en las técnicas y métodos de valoración utilizadas en activos y pasivos financieros valorados a valor razonable. En este sentido, la determinación del valor razonable se ha realizado considerando el efecto de valorar el riesgo impago de la contraparte, en el caso de los activos financieros, y el propio riesgo de crédito, en el caso de los pasivos financieros.

Las variables en las que se basa la valoración de los activos financieros disponibles para la venta no son observables en un mercado activo (Nivel 3), mientras que el valor razonable de los derivados se determina en base a variables observables en un mercado activo (Nivel 2).

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 30.06.13	A 31.12.12	A 30.06.13	A 31.12.12
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	11.775	10.470	12.618	11.245
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	7.220	7.492	7.265	7.567



El valor razonable de las emisiones de obligaciones cotizadas se estima de acuerdo a su cotización en el mercado. 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 2013 y a 31 de diciembre de 2012 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 2013 y 2012 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido la siguiente:

	A 1.1.2013	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 30.06.2013
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	9.937	2.857	(866)	-	34	11.962
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	986	204	(539)	-	3	654
Total	10.923	3.061	(1.405)	-	37	12.616

	A 1.1.2012	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 30.06.2012
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	8.507	2.046	(1.275)	-	51	9.329
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	845	-	-	-	9	854
Total	9.352	2.046	(1.275)	-	60	10.183

Durante el primer semestre del ejercicio 2013 se cerraron las siguientes emisiones de bonos bajo el programa de Euro Medium Term Notes (EMTN):

Emisión	Nominal	Vencimiento	Cupón (%)
Enero 2013	600	2023	3,875
Enero 2013 (*)	204	2019	2,125
Abril 2013	750	2022	3,875
Abril 2013	300	2017	2,310

(*) El valor nominal es de 250 millones de francos suizos.

El importe total dispuesto dentro del programa, cuyo límite al 30 de junio de 2013 es de 14.000 millones de euros (12.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), asciende a 11.454 millones de euros (9.600 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

Durante el primer semestre de 2013, Gas Natural Fenosa ha seguido realizando emisiones bajo el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por un importe total de 1.207 millones de euros (1.296 millones de euros a 30 de junio de 2012).

Con fecha 16 de abril de 2013 el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa aprobó la realización de una oferta de compra de participaciones preferentes emitidas el 20 de mayo de 2003 por la sociedad del grupo Unión Fenosa Financial Services USA, LLC por un importe nominal de 609 millones de euros. Se ofreció la compra en efectivo de dichas participaciones al 93% de su valor nominal y, el 16 de mayo de 2013, una vez finalizado el plazo de aceptación, el importe nominal agregado respecto del cual se cursaron las correspondientes aceptaciones fue de 539 millones de euros, un 88,56% del importe nominal total de la emisión, quedando en circulación el resto.

Nota 7. Patrimonio

Capital social y Prima de emisión

Las variaciones durante el primer semestre de 2013 y el ejercicio 2012 del número de acciones y las cuentas de "Capital social" y "Prima de emisión" han sido las siguientes:

	Número de acciones	Capital social	Prima de emisión	Total
A 1 de enero de 2012	991.672.139	992	3.808	4.800
Variaciones:				
Ampliación de capital liberada	9.017.202	9	-	9
A 31 de diciembre de 2012	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809
Variaciones	-	-	-	-
A 30 de junio de 2013	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809

Todas las acciones emitidas están representadas por medio de anotaciones en cuenta con un valor nominal de un euro, están totalmente desembolsadas y cuentan con los mismos derechos políticos y económicos.

La ampliación de capital liberada corresponde a la emisión de nuevas acciones ordinarias consecuencia de la política de retribución al accionista detallada en el apartado "Dividendos" de esta Nota.

Durante el primer semestre del ejercicio 2013 se adquirieron 2.336.037 acciones propias por importe de 35 millones de euros (1.325.160 acciones propias por importe de 15 millones de euros durante el ejercicio 2012) de las que 163.279 acciones por importe de 2 millones de euros se entregaron a los empleados del grupo como parte de su retribución del ejercicio 2013 derivada del Plan de Adquisición de Acciones 2012-2013-2014 (275.490 acciones por importe de 2 millones de euros durante el ejercicio 2012) y el resto se enajenó totalmente por importe de 33 millones de euros (13 millones de euros durante el ejercicio 2012). Tanto al cierre de junio de 2013 como al cierre del ejercicio 2012, Gas Natural Fenosa no poseía acciones propias en autocartera.

Ganancias por acción

Las ganancias básicas por acción se calculan 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 30.06.13	A 30.06.12
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	780	767
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.000.689.341	992.068.500
Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	0,78	0,77
- Diluidas	0,78	0,77

Para el cálculo del número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación a junio 2012 se han considerado las acciones emitidas en la ampliación de capital liberado de 9.017.202 acciones.

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 periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 y 2012:

	30.06.2013			30.06.2012		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	39%	0,39	391	36%	0,36	360
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	39%	0,39	391	36%	0,36	360
a) Dividendos con cargo a resultados	39%	0,39	391	36%	0,36	360
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

30 de junio de 2013

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2012 de 0,391 euros por acción, por un importe total de 391 millones de euros acordado el 30 de noviembre de 2012 y pagado el día 8 de enero de 2013.

Asimismo, la Junta General de Accionistas celebrada el 16 de abril de 2013 aprobó un dividendo complementario de 504 millones de euros a pagar a partir del 1 de julio de 2013.

30 de junio de 2012

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2011 de 0,363 euros por acción, por un importe total de 360 millones de euros acordado el 25 de noviembre de 2011 y pagado el día 9 de enero de 2012.

Asimismo, la Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2012 aprobó un aumento de capital liberado, mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias, contemplando mecanismos para garantizar que aquellos accionistas que así lo prefirieran pudieran percibir el importe en efectivo, con los siguientes resultados:

Fecha finalización periodo negociación derechos de asignación gratuita	13 de junio de 2012
% aceptación compromiso irrevocable compra	81,8%
Nº derechos adquiridos	811.328.072
Importe total adquisición derechos	379 millones euros
% nuevas acciones	18,2%
Acciones emitidas	9.017.202
Valor nominal	1 euro
Fecha inscripción Registro Mercantil	22 de junio de 2012
Fecha admisión a negociación en Bolsa	29 de junio de 2012

Nota 8. Provisiones

El detalle de los epígrafes de provisiones a 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

	A 30.06.13	A 31.12.12
Provisiones por obligaciones con el personal	751	789
Otras provisiones	919	876
Total Provisiones no corrientes	1.670	1.665
Total Provisiones corrientes	80	144
Total	1.750	1.809

Se incluyen en el epígrafe de "Otras provisiones" principalmente las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas fundamentalmente del desmantelamiento de instalaciones, así como de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes en curso (Nota 18).

Nota 9. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2013	2012
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	7.668	7.238
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	4.407	4.389
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	760	730
Otras ventas	60	82
Total	12.895	12.439

Nota 10. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2013	2012
Compras de energía	7.689	7.347
Servicio acceso a redes de distribución	1.029	925
Otras compras y variación de existencias	211	367
Total	8.929	8.639

Nota 11. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2013	2012
Sueldos y salarios	347	342
Costes Seguridad Social	66	65
Planes de aportación definida	20	19
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(35)	(37)
Otros	53	34
Total	451	423

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2013	2012
Hombres	11.002	11.549
Mujeres	4.310	4.806
Total	15.312	16.355

Nota 12. Otros gastos de explotación



El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2013	2012
Tributos	263	148
Operación y mantenimiento	176	183
Publicidad y otros servicios comerciales	170	187
Deterioro por insolvencias	114	107
Servicios profesionales y seguros	73	81
Servicios de construcción o mejora (CINIIF 12)	53	49
Suministros	45	53
Arrendamientos	29	30
Gastos emisiones CO ₂	16	30
Eficiencia energética	13	23
Otros	163	154
Total	1.115	1.045

El impacto de la Ley 15/2012 de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética en el primer semestre de 2013 ascendió a 153 millones de euros, de los cuales 107 millones de euros, correspondientes al Impuesto sobre el valor de la producción eléctrica, los Impuestos sobre combustible nuclear y el Canon por utilización de aguas continentales, se incluyen en el apartado de "Tributos" de este epígrafe y 46 millones de euros, correspondientes a los Impuestos especiales sobre el consumo de combustibles, se incluyen en el epígrafe de "Aprovisionamientos".

Nota 13. Otros resultados

En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 corresponde a la plusvalía de 8 millones de euros obtenida en la enajenación de las sociedades de distribución eléctrica de Nicaragua por un importe de 43 millones de euros a TSK Melfosur Internacional (Nota 3.5).

En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012 correspondía a la plusvalía de 20 millones de euros obtenida en la enajenación de los activos correspondientes a aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 38 millones de euros al grupo Endesa.

Nota 14. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2013	2012
Dividendos	2	2
Intereses	55	51
Otros ingresos financieros	67	36
Total ingresos financieros	124	89
Coste de la deuda financiera	(440)	(430)
Gastos por intereses de pensiones	(20)	(21)
Otros gastos financieros	(68)	(76)
Total gastos financieros	(528)	(527)
Valoración a valor razonable derivados financieros:	(3)	11
Instrumentos financieros derivados	(3)	11
Diferencias de cambio netas	2	(4)
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-	-
Resultado financiero neto	(405)	(431)

Nota 15. Impuesto sobre beneficios

El gasto por impuesto sobre las ganancias es el siguiente:

	Para el período terminado el 30 de junio	
	2013	2012
Impuesto corriente	300	238
Impuesto diferido	(48)	50
Total	252	288

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 2013 y de 2012 ha ascendido al 22,0% y 24,9% respectivamente. La diferencia entre la tasa impositiva teórica y la tasa efectiva corresponde, básicamente, a la consideración de deducciones fiscales y, para el período terminado el 30 de junio de 2013, al efecto de la actualización de balances.

En el mes de junio de 2013 las Juntas de Accionistas de algunas sociedades del grupo aprobaron acogerse a la actualización de balances conforme a la Ley 16/2012 de 27 de diciembre de 2012, con efectos retroactivos, contables y fiscales, desde 1 de enero de 2013. El importe de la actualización sobre el "Inmovilizado material" en los balances individuales formulados bajo el Plan General Contable (PGC) asciende a 438 millones de euros. Para acreditar el derecho a deducir fiscalmente en un 30% las futuras amortizaciones de esta actualización por importe de 131 millones de euros, se ingresará, conjuntamente con la declaración del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012, un gravamen único del 5% por importe de 22 millones de euros.

Dado que, salvo en los casos de combinaciones de negocios, Gas Natural Fenosa aplica el criterio del coste histórico para la valoración del "Inmovilizado material" de acuerdo con las NIIF-UE, dicha actualización no ha supuesto ningún aumento del valor contable consolidado de los activos, aunque sí de su valor fiscal, por lo que se ha generado un crédito por el derecho a su deducción fiscal futura. Debido a la estrecha conexión existente entre el gravamen único y el crédito fiscal generado por el aumento del valor fiscal de los activos, ambos se han contabilizado con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del semestre, por un importe neto de 109 millones de euros.

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 CaixaHolding S.A.U, y en consecuencia el grupo Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (Grupo "la Caixa") y el grupo Repsol.

- Los administradores y directivos de la sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración y el término "directivo" significa un miembro del Comité de Dirección. Las operaciones realizadas con administradores y directivos se detallan en la Nota 17.
- Las operaciones realizadas entre sociedades del grupo forman parte del tráfico habitual. El importe de los saldos y transacciones no eliminados en el proceso de consolidación no es significativo. Asimismo, las transacciones con partes vinculadas se han cerrado en condiciones de mercado.

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



Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio				
Gastos e Ingresos (en miles de euros)	2013		2012	
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol
Gastos financieros	4.614	-	5.936	-
Arrendamientos	-	-	-	-
Recepción de servicios	-	47.160	-	42.976
Compra de bienes (terminados o en curso)	-	520.266	-	511.995
Otros gastos (1)	20.308	-	16.998	-
Total gastos	24.922	567.426	22.934	554.971
Ingresos financieros	11.781	-	14.056	-
Arrendamientos	-	185	-	180
Prestación de servicios	-	29.222	-	25.621
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	582.825	-	526.263
Otros ingresos	269	-	400	-
Total ingresos	12.050	612.232	14.456	552.064

Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio				
Otras transacciones (en miles de euros)	2013		2012	
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos (2)	10.500	-	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (3)	1.942.951	-	998.453	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (4)	364.595	-	348.990	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (5)	225.113	-	523.130	-
Garantías y avales recibidos	137.500	-	112.500	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	136.773	117.420	290.336	247.009
Otras operaciones (6)	852.376	-	780.714	-

- (1) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (2) Corresponde a la adquisición del 10% de Gas Navarra, S.A. a la sociedad del grupo "la Caixa" Hiscan Patrimonio II, S.L.U.
- (3) Incluye tesorería e inversiones financieras.
- (4) Incluye básicamente la cesión de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el grupo "la Caixa" realizadas durante cada uno de los ejercicios.
- (5) A 30 de junio de 2013 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 444.000 miles de euros (475.771 miles de euros a 30 de junio de 2012), de las que no se había dispuesto ningún importe (17.442 miles de euros dispuestos a 30 de junio de 2012). Adicionalmente, el grupo "la Caixa" mantiene participaciones en créditos sindicados de 225.000 miles de euros (300.000 miles de euros a 30 de junio de 2012) y otros préstamos por un importe de 113 miles de euros (205.688 miles de euros a 30 de junio de 2012).
- (6) A 30 de junio de 2013 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con el grupo "la Caixa" 513.141 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (432.903 miles de euros a 30 de junio de 2012) y 339.235 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (347.811 miles de euros a 30 de junio de 2012).

Nota 17. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Comité de Dirección

Retribuciones al Consejo de Administración

Los importes percibidos por la pertenencia al Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. y a las distintas Comisiones del mismo han ascendido a 2.228 miles de euros a 30 de junio de 2013 (2.205 miles de euros a 30 de junio de 2012).

Los importes percibidos por el consejero delegado por las funciones ejecutivas han ascendido a 2.277 miles de euros a 30 de junio de 2013 que corresponden a 522 miles de euros en concepto de retribución fija, 968 miles de euros en concepto de retribución variable anual, 785 miles de euros en concepto de retribución variable plurianual y 2 miles de euros por otros conceptos (2.260 miles de euros a 30 de junio de 2012 que corresponden a 522 miles de euros en concepto de retribución fija, 975 miles de euros en concepto de retribución variable anual, 761 miles de euros en concepto de retribución variable plurianual y 2 miles de euros por otros conceptos).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, han ascendido a 140 miles de euros a 30 de junio de 2013 (140 miles de euros a 30 de junio de 2012).

Retribuciones al Comité de Dirección

Los importes percibidos por los miembros del Comité de Dirección en concepto de retribución han ascendido a 6.297 miles de euros a 30 de junio de 2013 (6.553 miles de euros a 30 de junio de 2012).

En el importe de retribución a 30 de junio de 2013 se incluyen 120 miles de euros (132 miles de euros a 30 de junio 2012) percibidos en acciones de Gas Natural SDG, S.A, de acuerdo al Plan de adquisición de acciones mencionado en la Nota 7.

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, han ascendido a 909 miles de euros a 30 de junio de 2013 (894 miles de euros a 30 de junio de 2012).

Operaciones con miembros del Consejo de Administración y del Comité de Dirección

Los miembros del Consejo de Administración y del Comité de Dirección 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. Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estos estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2013 los principales riesgos que se derivan de los litigios o arbitrajes en los que Gas Natural Fenosa es parte son los siguientes:

- *Reclamaciones fiscales en España*

Como consecuencia de distintos procesos de inspección, en cuanto a los ejercicios fiscales de 2003 a 2008, la Inspección ha venido cuestionando la procedencia de la deducción por actividades de exportación aplicada por Gas Natural Fenosa, habiéndose firmado las actas en disconformidad, estando actualmente recurridas ante el Tribunal Económico Administrativo y la Audiencia Nacional. El importe total a pagar, incluyendo intereses, acumulado a 30 de junio de 2013 que se derivaría de dichas actas asciende a un total de 87 millones de euros, que está íntegramente provisionado.

- *Reclamaciones fiscales en Argentina*

Las autoridades fiscales argentinas han realizado distintas reclamaciones fiscales cuyo importe total, incluyendo intereses, asciende a 260 millones de pesos argentinos (37 millones de euros) en relación con el tratamiento fiscal de las ganancias de capital en el período comprendido entre 1993 y 2001, derivadas de la transferencia de redes de distribución por parte de terceros a la sociedad del grupo Gas Natural BAN, S.A. Todas las reclamaciones han sido impugnadas y se estima obtener un resultado final positivo de dichas impugnaciones. Así la Cámara Nacional de Apelaciones dictó, en el ejercicio 2007, un fallo para el período 1993-1997 por el que ordena dejar sin efecto la Resolución Determinativa de Oficio



por la cual la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) reclamó el impuesto supuestamente adeudado, confirmando además la no aplicación de multas. El fallo de la Cámara ha sido apelado ante la Corte Suprema de Justicia.

- *Reclamaciones fiscales en Brasil*

En septiembre de 2005 la Administración Tributaria de Río de Janeiro dejó sin efecto el reconocimiento que había admitido previamente en abril de 2003 para la compensación de los créditos por las contribuciones sobre ventas PIS y COFINS pagadas por la sociedad del grupo Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG. La instancia administrativa confirmó dicha resolución en marzo de 2007, por lo que la sociedad interpuso el recurso ante la jurisdicción contencioso-administrativa (Justicia Federal do Rio de Janeiro), que está en trámite. Posteriormente, se notificó el 26 de enero de 2009 una acción civil pública contra CEG por los mismos hechos. Gas Natural Fenosa considera, junto con los asesores legales de la compañía, que las actuaciones mencionadas no tienen fundamento por lo que no se considera probable la pérdida de estas acciones judiciales. El importe total de esta cuota tributaria cuestionada, actualizado al 30 de junio de 2013, asciende a 364 millones de reales brasileños (126 millones de euros).

- *Reclamación contra Edemet - Edechi (Panamá)*

En abril de 2012 se ha notificado la sentencia absolutoria de segunda instancia por la que se deja sin efecto otra de primera instancia por la que se condenaba a las sociedades del grupo Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste S.A. y a Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí S.A. a indemnizar al demandante en el importe que determinen los peritos y con un máximo de 84 millones de dólares (65 millones de euros). Tanto el demandante como las demandadas (Edemet y Edechi) han recurrido dicha sentencia. Los pretendidos daños se derivarían de un concurso para comprar energía en bloque que convocó la Autoridad de los Servicios Públicos y que fue adjudicado al demandante quien finalmente no fue capaz de cumplir con el contrato por no presentar las garantías exigidas en el pliego.

- *Contrato suministro gas Qatar*

Tras un periodo de negociaciones, Gas Natural Fenosa inició el procedimiento arbitral para la determinación del precio del gas suministrado por la compañía Qatar Liquefied Gas Company Limited bajo sus contratos de largo plazo, solicitando una rebaja del precio. Posteriormente, el suministrador ha formulado una reconvención, solicitando un incremento del precio. El arbitraje se encuentra en su fase inicial.

Gas Natural Fenosa considera que las provisiones registradas en estos estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2013 cubren adecuadamente los riesgos descritos en esta Nota, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

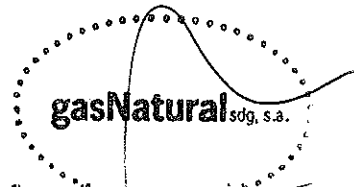
Nota 19. Hechos posteriores

Con fecha 9 de julio de 2013 Gas Natural Fenosa y el Banco Europeo de Inversiones (BEI) han formalizado un préstamo por importe de 475 millones de euros que se destinará a financiar parte del negocio de distribución eléctrica en España. El préstamo se distribuye en dos tramos, el primero por importe de 250 millones de euros con garantía de la sociedad del grupo Unión Fenosa Distribución, S.A. a 8 años y el segundo por importe de 225 millones de euros con garantía bancaria a 15 años.

El Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013 aprobó un paquete de medidas denominado reforma energética que comprende el Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptan Medidas Urgentes para garantizar la Estabilidad Financiera del Sistema Eléctrico, un Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico y varias propuestas de Real Decreto.

Las principales medidas establecidas por el mencionado Real Decreto-ley 9/2013, que fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el 13 de julio de 2013 y entró en vigor al día siguiente, son las siguientes:

- **Retribución actividad de transporte y distribución eléctrica:**
 - Desde 1 de enero de 2013 hasta el 14 de julio de 2013 se mantiene la retribución actual con carácter definitivo.
 - Desde 14 de julio de 2013 hasta 31 de diciembre de 2013 se referencia la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado con 100 puntos básicos.
 - A partir de 1 de enero de 2014 la tasa de retribución se referenciará al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado con 200 puntos básicos.
- **Régimen especial:**
 - Se establece un nuevo régimen económico para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos que se basa en la retribución por venta de la energía generada valorada al precio de mercado.
 - Se establece una retribución adicional a la del mercado, en caso de resultar necesario, para recuperar los costes de inversión y de operación basados en parámetros estándares por tecnología hasta que se llegue a percibir una rentabilidad razonable, que para las instalaciones existentes se fijará en el rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años incrementado con 300 puntos básicos.
 - Se podrán establecer incentivos especiales para la producción insular y extrapeninsular.
 - Este nuevo régimen económico se revisará cada 6 años.
- **Déficit de tarifa:**
 - Se incrementa el límite total de avales del Estado para cubrir los 4.000 millones de euros del déficit adicional de 2012.
- **Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares:**
 - Se limita al 50% estos extracostes de 2013 que serán financiados a través de los Presupuestos Generales del Estado de 2014.
- **Incentivo a la inversión:**
 - Desde 14 de julio de 2013 la cuantía correspondiente al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de producción pasa de 26.000 euros/MW/año a 10.000 euros/MW/año.
 - Se cobrará durante el doble de años que resten para cubrir el actual período de 10 años de percepción.
- **Bono Social:**
 - El coste del bono social será asumido por las matrices de los grupos que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de electricidad.
 - El porcentaje de reparto se calculará anualmente de manera proporcional a la suma de los puntos de suministro y clientes de las distribuidoras y comercializadoras.
 - Hasta la aprobación de la Orden Ministerial de fijación de porcentajes (fecha no anterior a 15 de septiembre de 2013), el coste del bono social será cubierto con cargo al sistema.
 - Se revisarán las características para conceder el bono social a partir del 1 de julio de 2014.
- **Peajes de acceso:**
 - Se habilita al Gobierno a revisar los peajes trimestralmente.
 - Se prevé una actualización en el plazo de un mes con una subida del 6,5% para lo que el 15 de julio de 2013 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitió a la Comisión Nacional de Energía la Propuesta de Orden para la elaboración del informe preceptivo.



En base a la información disponible a la fecha de formulación de estos Estados financieros resumidos consolidados y pendiente de obtener la correspondiente información de desarrollo, Gas Natural Fenosa estima que los impactos antes de impuestos de dichas medidas en el período desde 14 de julio hasta 31 de diciembre de 2013 ascenderían a 90 millones de euros (180 millones de euros para el ejercicio 2014) que, en cualquier caso, tendrán efectos a partir del período posterior a 30 de junio de 2013.

El 16 de julio de 2013 la agencia de calificación de crédito Fitch Ratings situó el Issuer Default Rating (IDR) de Gas Natural Fenosa en Rating Watch Negative (RWN).

ANEXO I: VARIACIONES EN EL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2013 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
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.	Enajenación	11 de febrero	83,7	-	-
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.	Enajenación	11 de febrero	83,7	-	-
Operación & Mantenimiento La Caridad, S.A. de C.V.	Constitución	4 de marzo	100,0	100,0	Global
Gas Natural Servicios Económicos, S.A.S.	Constitución	20 de marzo	100,0	100,0	Global
Gas Natural Finance 1, S.A.	Constitución	17 de abril	100,0	100,0	Global
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	Constitución	17 de abril	100,0	100,0	Global
Berrybank development Pty, Ltd	Adquisición	30 de abril	0,6	95,4	Global
Crookwell development Pty, Ltd	Adquisición	30 de abril	0,6	95,4	Global
Ryan Corner development Pty, Ltd	Adquisición	30 de abril	0,6	95,4	Global
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	30 de abril	0,6	95,4	Global
CER's Commercial Corp	Adquisición	12 de junio	25,0	25,0	Participación
Energía del Río San Juan Corp	Adquisición	12 de junio	100,0	100,0	Global
Hidroeléctrica Río San Juan, S.A.S. ESP	Adquisición	12 de junio	100,0	100,0	Global
Gas Navarra, S.A.	Adquisición	21 de junio	10,0	100,0	Global

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2012 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
Transnatural, S.R.L. de C.V.	Enajenación	31 de enero	50,0	-	-
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.	Adquisición	10 de febrero	11,4	83,7	Global
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.	Adquisición	10 de febrero	10,0	83,7	Global
Capital Telecom Honduras, S.A.	Adquisición	14 de febrero	100,0	100,0	Global
GEM Suministro de Gas 3, S.L.	Enajenación	29 de febrero	100,0	-	-
GEM Suministro de Gas SUR 3, S.L.	Enajenación	29 de febrero	100,0	-	-
Energías Especiales de Extremadura, S.A.	Adquisición	5 de marzo	20,6	99,0	Global
U.F. Telecomunicación El Salvador, S.A. de C.V.	Adquisición	10 de marzo	100,0	100,0	Global
Fenosa Wind, S.L.	Adquisición	26 de abril	15,0	100,0	Global
Eólica de Cordales, S.L.U.	Enajenación	26 de abril	100,0	-	-
Eólica de Cordales Bis, S.L.U.	Enajenación	26 de abril	100,0	-	-
Gas Natural International, Ltd.	Liquidación	30 de abril	100,0	-	-
Eólicos Singulares 2005, S.A.	Liquidación	23 de mayo	49,0	-	-
Andaluza de Energía Solar Cuarta, S.L.	Liquidación	29 de mayo	76,0	-	-

Gas Natural Fenosa



**Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de
2013**



1. Evolución de los negocios

Análisis del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2013

El beneficio neto del primer semestre de 2013 aumentó en un 1,7% respecto al del mismo período del año anterior y se sitúa en 780 millones de euros, sustentado en la solidez del modelo de negocio apalancado en una mayor presencia internacional y en la solvencia de la reducción del endeudamiento en un contexto de endurecimiento regulatorio.

El EBITDA consolidado del año 2013 alcanzó los 2.634 millones de euros y aumentó un 2,9% respecto al del año anterior, apoyado en la diversificación y contribución creciente del ámbito internacional y en el equilibrio aportado por el perfil de negocio de Gas Natural Fenosa, que permite compensar el estancamiento de la contribución de los negocios en España y el incremento de la presión fiscal por los impactos de la Ley 15/2012 en la actividad de generación de electricidad en España.

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumentó un 6,2% y representa un 43,4% del total consolidado frente a un 42,1% en el año anterior.

La deuda financiera neta a 30 de junio de 2013 alcanzó los 15.136 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 50,2% y un ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 2,9 veces.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A. celebrada el 16 de abril de 2013 aprobó una remuneración para el accionista por un importe total en efectivo de 895 millones de euros, un 8,7% superior al distribuido el año anterior. El 1 de julio de 2013 fue satisfecho el dividendo complementario del ejercicio de 2012 de 504 millones de euros.

El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa realizó una oferta de compra en efectivo de las participaciones preferentes perpetuas emitidas en 2003 y que finalmente fue aceptada por el 88,6% de la emisión, lo que supone un valor nominal de 539 millones de euros.

El 9 de julio de 2013 Gas Natural Fenosa y el Banco Europeo de Inversiones (BEI) formalizaron un préstamo por importe de 475 millones de euros que se destinará a financiar parte del negocio de distribución eléctrica en España. El préstamo se distribuye en dos tramos, el primero por importe de 250 millones de euros con garantía de la sociedad del grupo Unión Fenosa Distribución, S.A. a 8 años y el segundo por importe de 225 millones de euros con garantía bancaria a 15 años.

El Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013 aprobó un paquete de medidas denominado reforma energética que comprende el Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptan Medidas Urgentes para garantizar la Estabilidad Financiera del Sistema Eléctrico, un Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico y varias propuestas de Real Decreto.

En base a la información disponible a la fecha de formulación de estos Estados financieros resumidos consolidados y pendiente de obtener la correspondiente información de desarrollo, Gas Natural Fenosa estima que los impactos antes de impuestos de dichas medidas en el período desde 14 de julio hasta 31 de diciembre de 2013 ascenderían a 90 millones de euros (180 millones de euros para el ejercicio 2014) que, en cualquier caso, tendrán efectos a partir del período posterior a 30 de junio de 2013.

Principales magnitudes económicas

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	12.895	12.439	3,7
EBITDA	2.634	2.559	2,9
Resultado de explotación	1.547	1.582	(2,2)
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	780	767	1,7
Inversiones	674	551	22,3
Deuda financiera neta (a 30/06)	15.136	16.939	(10,6)

Principales magnitudes físicas

Distribución de gas y electricidad:

	2013	2012	%
Distribución de gas (GWh):	221.369	207.754	6,6
Europa:	104.179	108.028	(3,6)
Ventas - ATR	104.179	108.028	(3,6)
Latinoamérica:	117.190	99.726	17,5
Ventas de gas a tarifa	74.065	58.960	25,6
ATR	43.125	40.766	5,8
Distribución de electricidad (GWh):	26.052	27.404	(4,9)
Europa:	17.890	18.621	(3,9)
Ventas de electricidad a tarifa	1.278	1.268	0,8
ATR	16.612	17.353	(4,3)
Latinoamérica:	8.162	8.783	(7,1)
Ventas de electricidad a tarifa	7.660	8.321	(7,9)
ATR	502	462	8,7
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	11.790	11.509	2,4
Europa	5.594	5.524	1,3
Latinoamérica	6.196	5.985	3,5
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	7.486	8.221	(8,9)
Europa	4.617	4.586	0,7
Latinoamérica	2.869	3.635	(21,1)
TIEPI en España (minutos)	23	15	53,3



Negocios energéticos:

	2013	2012	%
Energía eléctrica producida (GWh):	24.628	27.890	(11,7)
España:	14.789	18.721	(21,0)
Hidráulica	3.198	782	-
Nuclear	1.999	2.081	(3,9)
Carbón	1.336	3.916	(65,9)
Fuelóleo – gas	-	-	-
Ciclos combinados	6.657	10.554	(36,9)
Renovables	1.599	1.388	15,3
Internacional:	9.839	9.169	7,3
Hidráulica	26	43	(39,5)
Ciclos combinados	8.906	8.274	7,6
Fuel	907	852	6,4
Capacidad de generación eléctrica (MW):	15.313	15.445	(0,9)
España:	12.672	12.804	(1,0)
Hidráulica	1.914	1.905	0,5
Nuclear	604	603	0,2
Carbón	2.048	2.048	-
Fuelóleo – gas	-	157	-
Ciclos combinados	6.998	6.998	-
Renovables	1.108	1.093	1,4
Internacional:	2.641	2.641	-
Hidráulica	22	22	-
Ciclos combinados	2.298	2.298	-
Fuel	321	321	-
Suministro de gas (GWh):	166.994	173.406	(3,7)
España	119.160	125.920	(5,4)
Resto	47.834	47.486	0,7
Unión Fenosa Gas ⁽¹⁾ :			
Comercialización de gas en España (GWh)	23.762	29.619	(19,8)
Comercialización de gas Internacional (GWh)	9.776	14.898	(34,4)
Transporte de gas – EMPL (GWh)	65.303	66.203	(1,4)

(1) Magnitudes al 100%.



Análisis de resultados consolidado

Importe neto de la cifra de negocios

	Para el período de seis meses terminado el 30 de junio				
	2013	%s/total	2012	%s/total	% 2013/2012
Distribución de gas	2.540	19,7	2.169	17,4	17,1
España	634	4,9	631	5,1	0,5
Latinoamérica	1.726	13,4	1.377	11,1	25,3
Resto	180	1,4	161	1,3	11,8
Distribución de electricidad	1.662	12,9	1.779	14,3	(6,6)
España	428	3,3	424	3,4	0,9
Latinoamérica	1.107	8,6	1.230	9,9	(10,0)
Resto	127	1,0	125	1,0	1,6
Electricidad	3.492	27,1	3.453	27,8	1,1
España	2.955	22,9	2.989	24,0	(1,1)
Latinoamérica	485	3,8	399	3,2	21,6
Resto	52	0,4	65	0,5	(20,0)
Gas	6.752	52,3	6.588	53,0	2,5
Infraestructuras	160	1,2	153	1,2	4,6
Aprovisionamiento y comercialización	6.053	46,9	5.800	46,6	4,4
Unión Fenosa Gas	539	4,2	635	5,1	(15,1)
Otras actividades	256	2,0	288	2,3	(11,1)
Ajustes de consolidación	(1.807)	(14,0)	(1.838)	(14,8)	(1,7)
Total	12.895	100,0	12.439	100,0	3,7

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2013 ascendió a 12.895 millones de euros y registró un aumento del 3,7% principalmente por el crecimiento de la actividad de distribución de gas en Latinoamérica y de la actividad internacional mayorista de gas.

EBITDA ⁽¹⁾

	Para el período de seis meses terminado el 30 de junio				
	2013	%s/total	2012	%s/total	% 2013/2012
Distribución de gas	859	32,6	807	31,5	6,3
España	452	17,2	451	17,6	0,2
Latinoamérica	356	13,5	310	12,1	14,8
Resto	51	1,9	46	1,8	10,9
Distribución de electricidad	487	18,5	506	19,8	(3,8)
España	302	11,5	308	12,0	(1,9)
Latinoamérica	165	6,3	181	7,1	(8,8)
Resto	20	0,8	17	0,7	17,6
Electricidad	579	22,0	582	22,7	(0,5)
España	438	16,6	451	17,6	(2,9)
Latinoamérica	134	5,1	125	4,9	7,2
Resto	7	0,3	6	0,2	16,7
Gas	658	25,0	646	25,2	1,9
Infraestructuras	135	5,1	110	4,3	22,7
Aprovisionamiento y comercialización	445	16,9	363	14,2	22,6
Unión Fenosa Gas	78	3,0	173	6,8	(54,9)
Otras actividades	51	1,9	18	0,7	183,3
Total	2.634	100,0	2.559	100,0	2,9

(1) EBITDA = Beneficio de explotación + Amortizaciones + Provisiones operativas - Otros Resultados

El EBITDA consolidado del primer semestre de 2013 alcanzó los 2.634 millones de euros con un aumento del 2,9% con respecto al del primer semestre de 2012, en un entorno macroeconómico, energético y financiero muy exigente, gracias al adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional, a pesar del impacto de la Ley 15/2012.

El EBITDA de las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad representó el 51,1% (31,3% en Europa y el 19,8% en Latinoamérica) del total consolidado.

La actividad de electricidad alcanzó el 22,0% del EBITDA consolidado. Por último, la actividad de gas representó un 25,0% del EBITDA consolidado.

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumentó un 6,2% hasta los 1.144 millones de euros y representó un 43,4% del total consolidado frente a un 42,1% en el año anterior. Este crecimiento tuvo su origen en un aumento significativo de la comercialización de gas y en el desarrollo de la actividad en Latinoamérica. Por el contrario, el EBITDA proveniente de las operaciones en España se mantuvo a niveles similares que en el mismo período del año anterior y aumentó en un 0,5% disminuyendo su peso relativo en el total consolidado hasta el 56,6%.

Resultado de explotación

	Para el período de seis meses terminado el 30 de junio				
	2013	%s/total	2012	%s/total	% 2013/2012
Distribución de gas	637	41,2	580	36,7	9,8
España	310	20,0	308	19,5	0,6
Latinoamérica	291	18,8	240	15,2	21,3
Resto	36	2,3	32	2,0	12,5
Distribución de electricidad	286	18,5	295	18,6	(3,1)
España	194	12,5	198	12,5	(2,0)
Latinoamérica	75	4,8	83	5,2	(9,6)
Resto	17	1,1	14	0,9	21,4
Electricidad	204	13,2	219	13,8	(6,8)
España	122	7,9	144	9,1	(15,3)
Latinoamérica	77	5,0	72	4,6	6,9
Resto	5	0,3	3	0,2	66,7
Gas	430	27,8	496	31,4	(13,3)
Infraestructuras	91	5,9	71	4,5	28,2
Aprovisionamiento y comercialización	410	26,5	329	20,8	24,6
Unión Fenosa Gas	(71)	(4,6)	96	6,1	-
Otras actividades	(10)	(0,6)	(8)	(0,5)	25,0
Total	1.547	100,0	1.582	100,0	(2,2)

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro aumentaron un 10,2%, debido básicamente al registro de un deterioro por importe de 70 millones de euros que corresponde a la pérdida del valor asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene Gas Natural Fenosa a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural. Unión Fenosa Gas ha iniciado durante el primer semestre de 2013 acciones legales en defensa de sus derechos contractuales. Las provisiones aumentaron en 7 millones de euros hasta los 114 millones de euros en el primer semestre de 2013. Unos resultados procedentes de la enajenación de activos de 8 millones de euros (20 millones de euros en el primer semestre de 2012) situaron el beneficio operativo en 1.547 millones de euros, un 2,2% inferior al del mismo período del año anterior.



Resultado financiero

El coste de la deuda financiera en el primer semestre de 2012 es de 440 millones de euros superior al del mismo período del ejercicio anterior debido al efecto del coste de oportunidad de mantener niveles de deuda bruta similares entre períodos, pero a un coste ligeramente superior debido a que Gas Natural Fenosa ha refinanciado la deuda a plazos más largos (emisiones a 9 y 10 años).

Impuesto sobre beneficios

En el mes de junio de 2013 las Juntas de Accionistas de algunas sociedades del grupo aprobaron acogerse a la actualización de balances conforme a la Ley 16/2012 de 27 de diciembre, lo que ha supuesto registrar un crédito fiscal neto en "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del semestre de 109 millones de euros.

Como consecuencia de dicha actualización, la tasa efectiva del primer semestre de 2013, registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual, ha ascendido al 22,0%, inferior a la registrada en el mismo período del año anterior del 24,9%.

Intereses minoritarios

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de la participación de los minoritarios en EMPL, a las sociedades participadas en Colombia, a las sociedades de distribución de gas en Brasil y a las sociedades de distribución y generación eléctrica en Panamá.

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en el ejercicio 2013 asciende a 114 millones de euros, cifra 11 millones de euros superior a la del año anterior.

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2013	2012	%
Inversiones materiales	470	446	5,4
Inversiones en activos intangibles	126	89	41,6
Inversiones financieras	78	16	-
Total inversiones	674	551	22,3

Las inversiones materiales e intangibles del período alcanzaron los 596 millones de euros, con un aumento del 11,4% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por mayores inversiones en el ámbito internacional.

Las inversiones financieras del primer semestre de 2013 correspondieron, fundamentalmente, a la adquisición de una participación del 10% en Medgaz, S.A. por 62 millones de euros.

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

	Para el período de seis meses terminado el 30 de junio		
	2013	2012	%
Distribución de gas:	193	190	1,6
España	110	108	1,9
Latinoamérica	74	65	13,8
Resto	9	17	(47,1)
Distribución de electricidad	139	169	(17,8)
España	83	121	(31,4)
Latinoamérica	53	44	20,5
Resto	3	4	(25,0)
Electricidad:	184	112	64,3
España	84	80	5,0
Latinoamérica	100	32	-
Resto	-	-	-
Gas	20	24	(16,7)
Infraestructuras	5	14	(64,7)
Aprovisionamiento y comercialización	7	7	-
Unión Fenosa Gas	8	3	-
Otras actividades	60	40	50,0
Total inversiones materiales e inmateriales	596	535	11,4

Gas Natural Fenosa destinó el 55,7% de sus inversiones a las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad, lo que permitió afianzar la contribución de dichas actividades al EBITDA consolidado.

En el ámbito geográfico, España sigue siendo el principal destinatario de la inversión con el 52,9% de las inversiones consolidadas (65,4% en el año anterior).

En Latinoamérica, México, Brasil y Colombia siguen siendo los principales focos de inversión en la región. Cabe destacar el inicio de la construcción del parque eólico en México de 234 MW que ha supuesto una inversión en el primer semestre de 2013 de 75 millones de euros.

Análisis de resultados por segmentos

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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	634	631	0,5
Aprovisionamientos	(14)	(11)	27,3
Gastos de personal, neto	(39)	(36)	8,3
Otros gastos/ingresos	(129)	(133)	(3,0)
EBITDA	452	451	0,2
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(142)	(141)	0,7
Dotación a provisiones	-	(2)	(100)
Beneficios de explotación	310	308	0,6

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanzó los 634 millones de euros y el EBITDA se sitúa en los 452 millones de euros.

Principales magnitudes

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

	2013	2012	%
Ventas – ATR (GWh)	101.785	105.518	(3,5)
Red de distribución (Km)	47.143	45.785	3,0
Incremento de puntos de suministro, en miles	19	31	(38,7)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.143	5.081	1,2

Las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupan los servicios de acceso de terceros a la red (ATR) de distribución de gas y de transporte secundario, descendieron en un 3,5% respecto al mismo período del año anterior, asociado a una disminución del gas vehiculado por Gas Natural Fenosa para generación de electricidad.

Gas Natural Fenosa continuó con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro. La baja actividad en el mercado de nueva construcción, así como la actual crisis económica, siguió condicionando el incremento de puntos de suministro que se compensó con un mayor número de conexiones en el mercado de la finca habitada.

La red de distribución se incrementó en 1.358 km, incluyendo la gasificación de 18 nuevos municipios durante este primer semestre.

Con fecha 31 de diciembre de 2012 se publicó la Orden IET/2812/2012 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2013. En esta Orden se ha establecido un valor cero del factor de eficiencia para la



actualización de la retribución de distribución y de transporte. La retribución reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2013 en las actividades de distribución y transporte asciende a 1.107 millones de euros.

Distribución gas Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México.

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.726	1.377	25,3
Aprovisionamientos	(1.202)	(901)	33,4
Gastos de personal, neto	(51)	(51)	-
Otros gastos/ingresos	(117)	(115)	1,7
EBITDA	356	310	14,8
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(56)	(58)	(3,4)
Dotación a provisiones	(9)	(12)	(25,0)
Beneficios de explotación	291	240	21,3

El EBITDA alcanzó los 356 millones de euros, con un aumento del 14,8% respecto al del mismo período del año anterior, aún a pesar del efecto negativo en el tipo de cambio como consecuencia de la devaluación de la moneda local en Brasil (-10,3%), Argentina (-20,3%) y Colombia (-3,4%). En México se apreció la moneda local un 3,8% respecto al mismo período del año anterior.

El importe neto de la cifra de negocios ascendió a 1.726 millones de euros y registró un aumento del 25,3%, con un volumen de ventas un 17,5% superior al del ejercicio anterior.

La aportación de Brasil representó un 51,7% del EBITDA con un volumen de ventas un 62,7% superior respecto al del año anterior y un 25,2% en el margen de energía como consecuencia del efecto combinado de unas mayores ventas en generación y la actualización del Índice General de Precios de Mercado.

El crecimiento del EBITDA de Colombia ascendió al 7,7%, principalmente por el mayor volumen de ventas en el mercado industrial así como por los mayores márgenes.

El EBITDA de México representó un 17,1% del conjunto del negocio y el margen de energía experimentó un crecimiento del 2,7% respecto al del año anterior, atribuible a los mejores márgenes en los mercados doméstico/comercial y ATR.

Principales magnitudes

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

	2013	2012	%
Ventas actividad de gas (GWh):	117.190	99.726	17,5
Ventas de gas a tarifa	74.065	58.960	25,6
ATR	43.125	40.766	5,8
Red de distribución (Km)	68.255	66.413	2,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	107	103	3,9
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	6.196	5.985	3,5

Las principales magnitudes físicas por países en 2013 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	35.852	47.631	9.094	24.613	117.190
Incremento vs. 1S12 (%)	(5,6)	62,7	6,6	2,8	17,5
Red de distribución	23.996	6.382	20.012	17.865	68.255
Incremento vs 30/06/2012 (km)	590	202	380	670	1.842
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.536	880	2.459	1.321	6.196
Incremento vs. 30/06/2012, en miles	29	27	113	42	211

En los seis primeros meses del año 2013 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 6.196.000 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al mismo período del año anterior con un incremento de 211.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia con un aumento de 113.000.

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 117.190 GWh con un incremento del 17,5% respecto a las ventas registradas en el mismo período de 2012.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.842 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 68.255 km a finales de junio de 2013, lo que representa un crecimiento del 2,8%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha aumentado en 670 km.

Los aspectos más relevantes en relación con la actividad en el área durante el período considerado fueron:

- En Argentina, el margen de energía se incrementa un 43,9% respecto del mismo período del año anterior producto del ingreso por FOCEGAS (fondo para el desarrollo de obras y gastos relacionados con la expansión y el mantenimiento de las infraestructuras) otorgado en diciembre de 2012. Continúa el esfuerzo en contención de gastos ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanzó niveles en torno al 25%.
- La evolución del negocio en Brasil es muy satisfactoria, con un crecimiento en las puestas en servicio doméstico/comercial del 17,4% y de un 62,7% en las ventas de gas y ATR, especialmente por el mercado de generación. El despacho de las térmicas a gas en 2013 ha aumentado un 149% respecto al del año anterior, por la escasez de lluvias y el bajo nivel de los embalses. Las reservas de agua se sitúan en junio de 2013 en el 63,7%, 7,8 p.p. por debajo de la media histórica (71,6% de junio) en la región sudeste-centro oeste, que detenta el 70% de las reservas de agua del país.

- En Colombia las ventas de gas y ATR crecen respecto al primer semestre del año anterior en un 6,6% debido principalmente al crecimiento del consumo industrial (+14,5%) y a la mayor base de clientes. El incremento neto de clientes doméstico/comercial experimenta una subida del 2,2%, atribuible al alto nivel de saturación en Colombia que supera el 95,0%. En el ámbito de los negocios no regulados destaca el crecimiento del 30,7% en la venta de aparatos respecto al mismo período del ejercicio anterior, destacando la comercialización de calentadores de agua con un crecimiento del 21,0%.
- En México, continúa la actividad del plan de aceleración del crecimiento el cual se está focalizando principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos para continuar con un crecimiento sostenido. El incremento neto de clientes crece un 14,5% con mayores puestas en servicio (+10,5%) respecto al mismo período del año anterior debido principalmente al crecimiento de la saturación en la zona de Bajíos. En relación a las ventas de gas y ATR, el crecimiento fue del 2,8%, impulsado principalmente por una mayor demanda de gas vehiculado (ATR) en la zona de Monterrey.

Distribución gas resto (Italia)

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas, así como la comercialización a clientes minoristas.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	180	161	11,8
Aprovisionamientos	(107)	(93)	15,1
Gastos de personal, neto	(8)	(8)	-
Otros gastos/ingresos	(14)	(14)	-
EBITDA	51	46	10,9
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(13)	(12)	8,3
Dotación a provisiones	(2)	(2)	-
Beneficios de explotación	36	32	12,5

Las operaciones de distribución y comercialización de gas en Italia representan una contribución al EBITDA de 51 millones de euros, con un aumento del 10,9% respecto al del año anterior debido al continuo crecimiento de los resultados provenientes de la actividad regulada de distribución y la contribución creciente del margen de ventas de gas.



Principales magnitudes

	2013	2012	%
Ventas - ATR (GWh):	2.394	2.510	(4,6)
Red de distribución (Km)	6.900	6.788	1,6
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	451	443	1,8
Comercialización minorista de gas (GWh)	1.838	1.908	(3,7)

La actividad de distribución de gas alcanzó los 2.394 GWh, con una disminución del 4,6% respecto al mismo período del año anterior.

La red de distribución al 30 de junio de 2012 es de 6.900 km con un incremento de 112 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanzó la cifra de 451.000 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, un 1,8% superior a la cifra al 30 de junio de 2012.

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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	428	424	0,9
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(55)	(50)	10,0
Otros gastos/ingresos	(71)	(66)	7,6
EBITDA	302	308	(1,9)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(107)	(111)	(3,6)
Dotación a provisiones	(1)	1	-
Beneficios de explotación	194	198	(2,0)

La Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, establece la retribución para la actividad de transporte, distribución y gestión comercial para las distribuidoras de electricidad de Gas Natural Fenosa, junto con el resto de agentes. Dicha retribución recoge las modificaciones establecidas en el Real Decreto-ley 13/2012, reconociendo las inversiones realizadas en el año 2011 y supone un incremento en el importe neto de la cifra de negocios del 0,9%.

El EBITDA de este alcanzó los 302 millones de euros con un descenso del 1,9%. A la evolución mencionada de la cifra de negocio, debe añadirse un incremento del gasto operativo neto debido fundamentalmente a medidas de eficiencia aplicadas durante este ejercicio y con impacto positivo esperado en años posteriores.



Principales magnitudes

	2013	2012	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	16.612	17.353	(4,3)
Venta de electricidad a tarifa	-	-	-
ATR	16.612	17.353	(4,3)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.776	3.760	0,4
TIEPI (minutos)	23	15	53,3

La energía suministrada sufre un descenso del 4,3% con respecto al mismo período del año 2012, en línea con la caída de la demanda nacional.

El número de puntos de suministro experimenta un ligero incremento del 0,4% y se sitúa en 3.776.000.

En cuanto a la calidad de suministro, la peor climatología durante el invierno con respecto a la del año anterior, que fue excepcionalmente favorable, ha supuesto unos valores de TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada) muy superiores a los del mismo período del año anterior, aunque todavía en línea con la media de los últimos años, fruto del buen funcionamiento de las instalaciones como consecuencia del mantenimiento del proceso inversor, la arquitectura de red implantada y los planes sistemáticos de operación y mantenimiento. Durante el mes de junio este efecto se ha visto compensado en parte por la buena climatología.

Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Nicaragua (hasta la fecha de su enajenación, el 11 de febrero de 2013) y Panamá.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.107	1.230	(10,0)
Aprovisionamientos	(820)	(924)	(11,3)
Gastos de personal, neto	(31)	(28)	10,7
Otros gastos/ingresos	(91)	(97)	(6,2)
EBITDA	165	181	(8,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(32)	(35)	(8,6)
Dotación a provisiones	(58)	(63)	(7,9)
Beneficios de explotación	75	83	(9,6)

El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzó los 165 millones de euros siendo un 8,8% inferior con respecto al del mismo período del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio así como la desinversión en Nicaragua el EBITDA disminuiría en un 1,2%.

El negocio de distribución de Colombia aporta 115 millones de euros de EBITDA, lo que supone un disminución del 5,0% sin considerar el efecto del tipo de cambio. La reducción responde fundamentalmente a factores exógenos como la aplicación de menores índices de actualización de los cargos tarifarios así como al efecto del retraso en el traspaso a la tarifa de los costes reales de la compra de energía. Aislado estos efectos, se verifica una variación positiva del 5,7%.

Asimismo, el EBITDA del primer semestre de 2013 comprende el importe correspondiente a Nicaragua (3 millones de euros) y el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por 47 millones de euros.

Principales magnitudes

	2013	2012	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	8.162	8.783	(7,1)
Tarifa	7.660	8.321	(7,9)
ATR	502	462	8,7
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	2.869	3.635	(21,1)

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 8.162 GWh, con un descenso del 7,1% debido a que el primer semestre del año anterior recoge ventas de las distribuidoras de Nicaragua por 1.350 GWh (6 meses) frente a 239 GWh del año 2013 (1 mes). Sin considerar las operaciones en Nicaragua en ambos períodos, las ventas experimentan un incremento del 6,6%, generado por el crecimiento de la demanda tanto en Colombia como en Panamá.

La cifra de clientes registra una caída del 21,1% motivado por la desconsolidación de los clientes del negocio de Nicaragua. Ajustando este efecto dicha disminución revierte en una variación positiva del 3,7%.

Las principales magnitudes físicas por países en 2013 son las siguientes:

	Colombia	Nicaragua	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad	5.806	239	2.117	8.162
Incremento vs. 1S12 (%)	7,2	(82,3)	5,0	(7,1)
Puntos de suministro, en miles	2.349	-	520	2.869
Incremento vs. 1S12, en miles	83	(869)	20	(766)
Indice de pérdidas de red (%)	17,0	19,9	10,3	16,1

La evolución de los indicadores operativos básicos del negocio, manifiesta los buenos resultados de la gestión del negocio y el desarrollo conforme a lo previsto de los planes de reducción de pérdidas y morosidad.

El indicador de pérdidas de Panamá se ha visto levemente afectado por el considerable aumento de la demanda (4% de incremento frente al primer semestre de 2012).

Distribución electricidad resto (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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	127	125	1,6
Aprovisionamientos	(98)	(98)	-
Gastos de personal, neto	(4)	(4)	-
Otros gastos/ingresos	(5)	(6)	(16,7)
EBITDA	20	17	17,6
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(3)	(3)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Beneficios de explotación	17	14	21,4

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.

Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el crecimiento del EBITDA es del 20% por el aumento de la retribución regulada a la actividad de distribución y comercialización a tarifa y a la mejora en los indicadores de pérdidas.

Principales magnitudes

	2013	2012	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	1.278	1.268	0,8
Venta de electricidad a tarifa	1.278	1.268	0,8
ATR	-	-	-
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	841	826	1,8
Índice de pérdidas de red (%)	11	12	(8,3)

El plan de mejora de la gestión que Gas Natural Fenosa continúa desarrollando en Moldavia 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, está permitiendo cumplir los objetivos planificados y la mejora permanente de los indicadores operativos básicos:

- La energía suministrada presenta un incremento del 0,8% debido a las campañas antifraude y un incremento en la construcción de viviendas compensando la disminución del consumo derivada de la temporada menos fría en el 2013 frente al 2012.
- Los puntos de suministro alcanzan los 841.000, lo que supone un crecimiento del 1,8% respecto al año anterior, como consecuencia principalmente del crecimiento del sector inmobiliario.
- El indicador de pérdidas de red evoluciona muy favorablemente reduciendo en 1 punto porcentual el valor registrado en el mismo período del 2012, lo que permite maximizar los ingresos regulados de la actividad.

Electricidad España

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a tarifa de último recurso.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.955	2.989	(1,1)
Aprovisionamientos	(2.092)	(2.211)	(5,4)
Gastos de personal, neto	(78)	(73)	6,8
Otros gastos/ingresos	(347)	(254)	36,6
EBITDA	438	451	(2,9)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(293)	(289)	1,4
Dotación a provisiones	(23)	(18)	27,8
Beneficios de explotación	122	144	(15,3)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en el primer semestre de 2013 alcanzó los 2.955 millones de euros, inferior en un 1,1% a la cifra del mismo período del año anterior.

En términos de EBITDA los resultados obtenidos en el primer semestre de 2013 se elevan a 438 millones de euros, un 2,9% inferior a la cifra del mismo período del año anterior.

La evolución negativa de los precios de los mercados de combustible, el cambio de mix de producción eléctrica con una mayor producción hidráulica, y su impacto en el coste de generación, se han gestionado adecuadamente permitiendo conseguir un incremento del margen en un entorno de precios de mercado de producción español similar en términos acumulados año al ejercicio anterior. Esta mejora en el margen se ha visto neutralizada por el impacto que las medidas fiscales, aprobadas en la Ley 15/2012, han tenido sobre la generación eléctrica.

En el entorno nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó en el primer semestre de 2013 los 58.380 GWh, disminuyendo un 3,2% frente al mismo período de 2012, siendo el mes de junio de 2013 el de peor comportamiento del semestre, con un 7,3% de disminución, de los que casi cinco puntos y medio corresponden al efecto laboralidad y temperatura. En valores acumulados, la demanda eléctrica disminuye un 3,8%, que corregida del efecto citado anteriormente, se sitúa en un 2,7% de disminución en el primer semestre del año.

Las exportaciones alcanzan los 2,4 TWh un 57,6% menos que las exportaciones del primer semestre de 2012.

En lo que va de año el consumo de bombeo con 4,1 TWh es un 57,9% superior al del mismo período del año anterior, contribuyendo en gran medida a esta cifra los 873 GWh bombeados en abril y los 1.035 GWh bombeados en marzo.

El descenso de la generación neta para el primer semestre de 2013 es del 4,5%, la generación en Régimen Ordinario presenta un 17% de disminución y por el contrario el Régimen Especial muestra un 14,3% de aumento, con respecto al mismo período del año anterior.

En el primer semestre de 2013, el aumento de la producción eólica es del 20,2%, con una cobertura del 24,3% casi cinco puntos más que en el primer semestre de 2012.

En el resto del Régimen Especial, en el primer semestre de 2013 el incremento es del 8,9%, destacando el fuerte incremento de la hidráulica y el peso de la solar, que alcanzó los 5,8 TWh, cifra superior a la producción con carbón nacional o más de la mitad de la producción de los ciclos combinados.

La cobertura de la demanda del Régimen Especial es del 48,7%, casi ocho puntos más que en el primer semestre de 2012.

La generación hidráulica alcanzó un incremento del 119,6%.

La energía hidroeléctrica producible registrada en lo que va de 2013 califica al año como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS), respecto del producible medio histórico, del 17% (son destacables el PSS del 5% en marzo y del 3% en abril), es decir, estadísticamente sólo 17 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación nuclear disminuye un 7,1% en el primer semestre del año, cifra que se ve afectada por el desplazamiento de las revisiones y las bajadas de carga de los últimos días de marzo y los primeros de abril, en los que los precios del mercado fueron muy bajos, incluso de cero.

El hueco térmico ha disminuido en más de 24 TWh, pasando de una cobertura del 35,4% de la generación neta del pasado año al 17,9% del acumulado del año actual.

La generación con carbón disminuye un 55%, a pesar de la entrada en vigor el 26 de febrero de 2011 del Real Decreto de Garantía de Suministro y sus posteriores prórrogas. La producción con carbón nacional 5,5 TWh es ligeramente inferior a los 7,1 TWh del carbón de importación, y, en conjunto cubriendo un 9,6% de la demanda, once puntos menos que el primer semestre de 2012.

En lo que va de 2013, al igual que en el pasado año, no ha habido generación con fuelóleo.

En 2013 la producción de los ciclos combinados es de 10,5 TWh, lejos de los 19,1 TWh del pasado año por estas fechas. La cobertura de la demanda de esta tecnología, pasa del 14,9% de 2012 al 8,4% de presente año.

La situación sostenida de disminución de la demanda unida a los fuertes aumentos tanto de generación hidráulica como de la producción del Régimen Especial, especialmente la eólica, junto al efecto de los niveles relativamente bajos de los precios del crudo y especialmente el carbón, hacen que el precio medio ponderado del mercado diario fuera de 36,5 €/MWh, más de 13 €/MWh por debajo del valor registrado en el primer semestre de 2012. Los precios medios diarios se situaron en cero el 29 de marzo y el 1 de abril (ambos en Semana Santa), cifra que no se había dado desde el inicio del mercado en 1998.

Con referencia a la evolución de otras commodities, el Brent ha pasado a cotizar a 102,4 \$/bbl. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, disminuye a 79,7 \$/t, manteniendo la tendencia de bajada desde hace dos años, y situándose en valores de comienzos de 2010. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se sitúan en 3,9 €/t (vencimiento en el año en curso).

Principales magnitudes

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

	2013	2012	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.672	12.804	(1,0)
Régimen Ordinario:	11.564	11.711	(1,3)
Hidráulica	1.914	1.905	0,5
Nuclear	604	603	0,2
Carbón	2.048	2.048	-
Fueloleo-gas	-	157	-
Ciclos combinados	6.998	6.998	-
Régimen Especial:	1.108	1.093	1,4
Eólica	967	957	1,0
Minihidráulicas	69	69	-
Cogeneración y otras	72	67	7,5
Energía eléctrica producida (GWh):	14.789	18.721	(21,0)
Régimen Ordinario:	13.190	17.333	(23,9)
Hidráulica	3.198	782	-
Nuclear	1.999	2.081	(3,9)
Carbón	1.336	3.916	(65,9)
Fueloleo-gas	-	-	-
Ciclos combinados	6.657	10.554	(36,9)
Régimen Especial:	1.599	1.388	15,2
Eólica	1.158	1.023	13,2
Minihidráulicas	207	135	53,3
Cogeneración y otras	234	230	1,7
Ventas de electricidad (GWh):	16.598	17.944	(7,5)
Mercado liberalizado	12.845	13.924	(7,7)
TUR/Regulado	3.753	4.020	(6,6)

La variación en la potencia instalada en Régimen Ordinario respecto a la del año anterior se debe a los siguientes aspectos:

- El incremento de 9 MW como consecuencia de nuevas acreditaciones en varias centrales hidráulicas.
- La baja definitiva del grupo 1 de la central térmica (fuel) de Aceca con 157 MW de potencia bruta atribuible a Gas Natural Fenosa.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa disminuye un 21,0%, repartido en un 23,9 % de disminución de la producción en Régimen Ordinario y un aumento del 15,2% de la producción del Régimen Especial.

Durante el primer semestre de 2013 la producción hidráulica fue cuatro veces la realizada en el primer semestre de 2012.

El año 2013 comenzó húmedo y se mantuvo así durante todo el primer semestre, con un 31% de PSS (probabilidad de que el producible registrado sea superado, conforme a la serie histórica del producible medio) al cierre de junio de 2013. El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se situó en el 60,0% de llenado, frente al 43,3% de finales del primer semestre del pasado año.

La producción nuclear disminuyó un 3,9%, cifra afectada por el desplazamiento de las paradas programadas y las bajadas de carga de la Semana Santa.

La aplicación del Real Decreto de Garantía de Suministro en el primer semestre de 2013 supuso una producción con carbón nacional de 358 GWh. La producción con carbón disminuyó el 65,9%.

La generación de electricidad con ciclos combinados a 30 de junio de 2013 fue un 36,9% inferior a la del pasado año, valor inferior en 10 puntos al descenso del conjunto nacional.

La cuota de mercado acumulada a 30 de junio de 2013 de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario fue del 18,8%, casi dos puntos inferior a la acumulada a la misma fecha de 2012.

En el primer semestre de 2013 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, fueron de 3,8 millones de toneladas de CO₂ frente a los 7,5 millones de toneladas de CO₂ en el mismo período del año 2012. Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período post Kyoto 2013-2020 adquiriendo los derechos y créditos de emisión necesarios a través de su participación activa tanto en el mercado secundario como en proyectos primarios y fondos de carbono.

Como parte de sus compromisos, en el transcurso del pasado mes de abril de 2013 Gas Natural Fenosa remitió al Registro Único de la Unión Europea los derechos equivalentes a las emisiones de CO₂ verificadas en las centrales térmicas y ciclo combinado en el año 2012, ascendiendo éstas a 14,9 millones de derechos de CO₂ entre los cuales se incluyeron créditos de emisión generados en proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio y de Aplicación Conjunta.

Gas Natural Fenosa Renovables a 30 de junio de 2013 tiene una potencia total instalada en operación de 1.108 MW consolidables, de los cuales 967 MW corresponden a tecnología eólica, 69 MW a mini hidráulica y 72 MW a cogeneración. Los aumentos en relación con el primer semestre del año 2012 corresponden a las puestas en marcha de la instalación eólica de Les Forques II durante el mes de diciembre de 2012 y la planta de cogeneración de García Carrión durante el mes de octubre de 2012.

La producción fue un 15,2% superior a la del semestre de 2012 (1.599 GWh vs 1.388 GWh). Este aumento en la producción fue debido fundamentalmente a la mayor producción eólica en 13,2% debido a la una mayor eolicidad que se recogió respecto al mismo período del año anterior. En lo que respecta a la tecnología mini hidráulica, el primer semestre del 2013 se caracterizó por una gran hidraulicidad, obteniéndose una producción del 53,3% superior. La cogeneración se mantuvo con un aumento del 1,7%.

Respecto a los resultados que se obtuvieron, hay que tener en cuenta que entre ambos periodos analizados entraron en vigor una serie de disposiciones regulatorias (medidas fiscales y RDL 2/2013) que tuvieron repercusión en los resultados económicos de las empresas con tecnologías en régimen especial.

Por último, los trabajos de construcción de los proyectos minihidráulicos de Peares II y Belesar II en Galicia siguen su curso, estimándose su puesta en marcha en el segundo semestre de 2013.



Electricidad Latinoamérica

Incluye los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	485	399	21,5
Aprovisionamientos	(310)	(233)	33,0
Gastos de personal, neto	(8)	(8)	-
Otros gastos/ingresos	(33)	(33)	-
EBITDA	134	125	7,2
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(57)	(53)	7,5
Dotación a provisiones	-	-	-
Beneficios de explotación	77	72	6,9

El EBITDA alcanzó los 134 millones de euros, con un incremento por actividad del 7,2% respecto al mismo período del año anterior.

En México, el EBITDA fue superior en un 0,9% debido fundamentalmente al efecto sobre el resultado del año anterior del incidente producido en la central de Tuxpan en octubre de 2011 que afectó a la operación hasta marzo de 2012. Asimismo contribuyeron las mayores ventas de excedentes de capacidad de la central de Naco Nogales y la contención de gastos operativos.

El EBITDA de Puerto Rico aumentó un 19,4% por el menor consumo de combustible adquirido en el mercado spot, el cual resultó más caro que el comprado por contrato.

El EBITDA de República Dominicana presentó una variación positiva del 31,2% debido a la mayor producción de 2013, favorecida por la salida del sistema de recursos de terceros más eficientes y a la operación al 100% del motor G2 de la central de La Vega que en 2012 no operó hasta principios de febrero por los problemas sufridos tras el incendio ocasionado en la central en septiembre 2011.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2013	2012	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.529	2.529	-
México (ciclos combinados)	2.035	2.035	-
Puerto Rico (ciclos combinados)	263	263	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	11	11	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Energía eléctrica producida (GWh):	9.569	8.847	8,2
México (ciclos combinados)	8.088	7.463	8,4
Puerto Rico (ciclos combinados)	818	811	0,9
Panamá (hidráulica)	26	43	(39,5)
Panamá (fuel)	9	9	-
República Dominicana (fuel)	628	521	20,5

La producción en México fue superior debido a la mayor operación de la central de Tuxpan por los problemas mencionados anteriormente derivados del incidente que afectó a esta central hasta marzo de

2012, reflejándose en la disponibilidad de esta instalación. Asimismo, se incrementó por la mayor producción de Naco Nogales frente al año anterior en el que esta central se vio afectada por problemas en el abastecimiento de agua.

La producción en Puerto Rico presentó un aumento del 0,9% como consecuencia de la mayor disponibilidad y mayor despacho.

La generación hidráulica de Panamá disminuyó un 39,5% respecto al mismo período del año anterior debido a las escasas precipitaciones y condiciones climáticas desfavorables durante el semestre del 2013, viéndose levemente compensado por la mayor producción térmica en este país.

La producción en República Dominicana se incrementó en un 20,5% como consecuencias de la salida del sistema de más recursos de terceros respecto al año anterior así como por la operación al 100% del motor G2 de la central de La Vega.

Electricidad resto (Kenia)

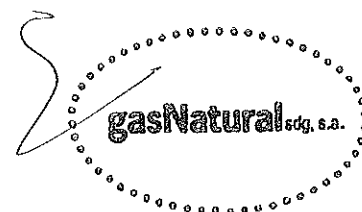
Incluye la generación de electricidad en Kenia.

Las condiciones meteorológicas dominantes en la zona (mucho hidraulicidad) durante el primer semestre del año 2013, conllevó una disminución del funcionamiento de las centrales térmicas, por lo que disminuyó la producción de electricidad.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	52	65	(20,0)
Aprovisionamientos	(39)	(52)	(25,0)
Gastos de personal, neto	(1)	(1)	-
Otros gastos/ingresos	(5)	(6)	(16,7)
EBITDA	7	6	16,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(2)	(3)	(33,3)
Dotación a provisiones	-	-	-
Beneficios de explotación	5	3	66,7

El EBITDA alcanzó los 7 millones de euros en el primer semestre del año 2013. El alto nivel de disponibilidad (indicador determinante de los ingresos por capacidad), que se situó en el 88,0%, así como la moderación en el incremento del precio del combustible en los mercados internacionales hicieron que el EBITDA se situase un 16,7% por encima respecto al mismo período del año anterior.



Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2013	2012	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh):	270	322	(16,2)

Durante el primer semestre del año 2013, la producción con fuel en Kenia disminuyó un 16,2% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los 270 GWh. Esta disminución se debe a la menor demanda de producción térmica en el país, fruto de la mayor hidráulicidad durante el primer semestre del año y, consecuentemente, al incremento de los niveles de agua embalsada.

Infraestructuras

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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	160	153	4,6
Aprovisionamientos	(13)	(29)	(55,2)
Gastos de personal, neto	(2)	(3)	(33,3)
Otros gastos/ingresos	(10)	(11)	(9,1)
EBITDA	135	110	22,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(44)	(39)	12,8
Dotación a provisiones	-	-	-
Beneficios de explotación	91	71	28,2

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2012 alcanzó los 160 millones de euros, con un aumento del 4,6%.

El EBITDA de 2013 se elevó hasta los 135 millones de euros, un 22,7% superior al del mismo período del año anterior debido principalmente a la mayor producción por entrada en operación del pozo de Montanazo (Tarragona) en octubre de 2012 y al incremento de la tarifa de transporte internacional gasoducto del Magreb-Europa en el año 2013.

Principales magnitudes

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

	2013	2012	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	65.303	66.203	(1,4)
Portugal-Marruecos	18.629	20.319	(8,3)
Gas Natural Fenosa	46.674	45.884	1,7

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 65.303 GWh, un 1,4% inferior al del mismo periodo del año anterior. De esta cifra, 46.674 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 18.629 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa y la compañía argelina Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures, S.p.A (Sonatrach) firmaron el 8 de enero de 2013 un acuerdo para la compra a esta última de un 10% de participación en Medgaz, S.A. (y 10% del préstamo de accionistas), por 62 millones de euros en total.

Medgaz es la compañía que ostenta la propiedad y que 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 será utilizada para un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. El contrato de suministro tiene una duración de 18 años y las entregas dieron comienzo el 1 de febrero de 2013. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa durante el primer semestre del año ascienden a 2.500 GWh.

Por otra parte, Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo labores de investigación geológica y geofísica en la zona del Bages (provincia de Barcelona), concluyendo la factibilidad técnica de un almacenamiento subterráneo de gas natural en cavidades salinas. Se ha iniciado la tramitación administrativa y medioambiental del proyecto.

Asimismo, se están realizando labores previas de investigación para determinar la prospectividad del área de Bezana-Bigüenzo (Cantabria y Castilla León) donde Gas Natural Fenosa tiene un 50% de participación en el permiso.

Por otro lado, continúa la tramitación de los 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 (áreas de Marismas, Aznalcázar y Romeral). El 29 y el 30 de enero de 2013, la Secretaría de Estado de Medioambiente ha otorgado las Declaraciones de Impacto Medioambiental (DIA) para los proyectos de Saladillo, Marismas Oriental y Aznalcázar que se unen a la DIA obtenida previamente para el proyecto Marismas Occidental. Posteriormente la Junta de Andalucía ha expresado sus dudas acerca de que se hayan evaluado las afecciones sinérgicas de los proyectos entre sí y ha solicitado al Ministerio de Medioambiente completar dicha evaluación antes de emitir los permisos medioambientales pendientes.

En lo referente al proyecto de terminal de regasificación de Trieste que Gas Natural Fenosa está promoviendo en el norte de Italia (Zaule), el 18 de abril de 2013 se publicó el decreto de suspensión de la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). El decreto suspende el VIA por 180 días para que Gas Natural Fenosa presente un emplazamiento alternativo o bien que la Autoridad Portuaria modifique su plan de desarrollo de tráfico marítimo. La compañía presentó el pasado 13 de junio de 2013 un recurso en el Tribunal Administrativo contra el citado decreto de suspensión temporal.

Aprovisionamiento y Comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con el negocio minorista en España, y la comercialización de gas a tarifa de último recurso de España.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.053	5.800	4,4
Aprovisionamientos	(5.490)	(5.312)	3,4
Gastos de personal, neto	(26)	(26)	-
Otros gastos/ingresos	(92)	(99)	(7,1)
EBITDA	445	363	22,6
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(9)	(7)	28,6
Dotación a provisiones	(26)	(27)	(3,7)
Beneficios de explotación	410	329	24,6

El importe neto de la cifra de negocios alcanzó los 6.053 millones de euros, lo que supone un aumento del 4,4% respecto al del mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de 445 millones de euros, con un aumento del 22,6 fundamentalmente debido a las operaciones en el exterior.

La diversificación de la cartera de *commodities* así como la gestión conjunta del riesgo de *commodity* y dólar, unido a un mayor volumen de ventas en el exterior, han contribuido a mejorar el EBITDA en un contexto de significativa volatilidad en los mercados energéticos y de divisa.

Principales magnitudes

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

	2013	2012	%
Suministro de gas (GWh):	165.156	171.498	(3,7)
España:	119.160	125.920	(5,4)
Comercialización Gas Natural Fenosa ⁽¹⁾	86.554	94.376	(8,3)
Aprovisionamiento a terceros	32.606	31.544	3,4
Internacional:	45.996	45.578	0,9
Europa	15.275	9.371	63,0
Resto exterior	30.721	36.207	(15,2)
Contratos mantenimiento (a 30/06)	1.984.588	1.788.191	11,0
Contratos por cliente (a 30/06)	1,42	1,38	2,9

⁽¹⁾ No incluye operaciones de intercambio con empresas energéticas.

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de gas natural en el mercado gasista español alcanzó los 119.160 GWh, con un descenso del 5,4% respecto a la del año anterior, por una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-8,3%), debido, fundamentalmente, al menor consumo de los ciclos combinados, compensado parcialmente por un mayor aprovisionamiento a terceros (+3,4%).

Asimismo la comercialización de gas internacional alcanzó los 45.996 GWh con un aumento del 0,9% con respecto al año anterior.



Gas Natural Comercializadora SDG, S.A. ganó un concurso público internacional para el llenado de un almacenamiento subterráneo en Portugal. El volumen suministrado fue de 431 GWh, y se realizó en el período abril-mayo 2013, por un importe de 15 millones de euros.

Gas Natural Europe, S.A.S. (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con 2.606 puntos de suministro de clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta las autoridades locales y del sector público, que equivale a una cartera de 17,3 TWh anuales.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica y Luxemburgo con 319 puntos de suministro, que representan una cartera contratada de 4,9 TWh anuales. En Holanda se aumentó la posición con 111 puntos de suministro y 1 TWh de cartera. En Alemania, donde se empezó la actividad a finales del año 2012 ya se han contratado los primeros clientes.

Gas Natural Fenosa, sigue estudiando también entrar a corto plazo en otros mercados centroeuropeos basando sus servicios en una relación de asesoramiento energético personalizado y en la ventaja de contar con un suministro energético diversificado y seguro.

Gas Natural Vendita Italia, S.P.A. ha conseguido en el mercado mayorista de Italia una cartera contratada de 3,97 TWh/año a finales del primer semestre de 2013.

En relación al mercado exterior continua la diversificación de mercados con ventas de gas en América (Caribe y Sur) y Asia.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa ha alcanzando la cifra de 10,7 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios. Se ha superado los 1,18 millones de hogares que han confiado a Gas Natural Fenosa el suministro conjunto de ambas energías, gas y electricidad.

Se han comercializado productos y servicios en todas las zonas del territorio nacional, gracias a los esfuerzos comerciales, se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado residencial de 739.000 nuevos contratos y se ha continuado con la actividad de expansión en el mercado de la pequeña y mediana empresa, alcanzando más de 45.000 nuevos contratos. Este desempeño ha hecho crecer la cartera de contratos en el segmento minorista en un 3% en términos homogéneos respecto al primer semestre de 2012.

Se ha ampliado el portfolio de servicios residenciales de mantenimiento, superando así los 1,98 millones de contratos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 158 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online* permite incrementar las prestaciones y calidad de este servicio.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la incorporación de funcionalidades y usuarios en la oficina virtual. Durante el primer semestre de 2013 los clientes ya pueden realizar la contratación de productos y servicios *online*.

Continúa el impulso al desarrollo en España de alternativas energéticas en el transporte tanto en el sector terrestre como marítimo y portuario.

En la actualidad, Gas Natural Fenosa cuenta con 13 estaciones públicas de gas natural comprimido (GNC) en las grandes ciudades españolas, 6 estaciones públicas de suministro de GNL y GNC en las rutas de transporte de mercancía más importantes y 12 estaciones privadas de suministro a camiones de recogida de residuos, autobuses urbanos y otros. Se continúa con el plan de despliegue de estaciones en las principales ciudades y en los principales corredores de transporte con 13 nuevas estaciones de suministro en construcción.

Desde el área de Soluciones Energéticas se continúa trabajando en la ampliación del portfolio de productos y servicios, buscando siempre ser un gestor energético integral con nuevos servicios de valor añadido. En nuestros servicios de gestión energética en calderas centralizadas de viviendas se mejorará la facturación al cliente permitiendo que cada vivienda pague sólo por lo que realmente consume a través de nuestra solución de medida y telegestión de consumos individuales. Además se está trabajando en soluciones

integrales de gestión energética e iluminación eficiente, que permitirán al cliente realizar mejoras transversales de sus instalaciones obteniendo ahorros significativos.

Unión Fenosa Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

Resultados

Unión Fenosa Gas está participada al 50% por Gas Natural Fenosa y se incorpora a los resultados consolidados por integración proporcional.

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	539	635	(15,1)
Aprovisionamientos	(450)	(445)	1,1
Gastos de personal, neto	(5)	(6)	(16,7)
Otros gastos/ingresos	(6)	(11)	(45,5)
EBITDA	78	173	(54,9)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(149)	(77)	93,5
Dotación a provisiones	-	-	-
Beneficios de explotación	(71)	96	-

El EBITDA del primer semestre del año asciende a 78 millones de euros, con un 54,9% de disminución respecto al primer semestre del año anterior.

La gestión de los aprovisionamientos para la venta de gas en España se ha visto afectada de forma importante por las restricciones en el suministro de gas de Egipto y por la tensión sufrida en los mercados de GNL particularmente en la primera parte del año que ha provocado un significativo encarecimiento del precio del gas *spot*.

En comercialización, un semestre con un elevado peso de la producción eléctrica de origen renovable ha afectado a la inestabilidad de la demanda de ciclos combinados y al *pool* en el precio final de venta.

Por el contrario, se ha mantenido la actividad en los mercados internacionales de venta de GNL así como los ingresos aportados por las infraestructuras del grupo.

El incremento de la amortización se debe básicamente al registro de un deterioro por importe de 70 millones de euros que corresponde a la pérdida del valor asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene Gas Natural Fenosa a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural. Unión Fenosa Gas ha iniciado durante el primer semestre de 2013 acciones legales en defensa de sus derechos contractuales.

Principales magnitudes

	2013	2012	%
Comercialización de gas España (GWh)	23.762	29.619	(19,8)
Comercialización de gas Internacional (GWh)	9.776	14.898	(34,4)
Licuefacción (GWh)	(250)	14.244	-
Regasificación (GWh)	8.597	16.031	(46,4)

El gas suministrado en España durante el primer semestre ha alcanzado un volumen de 23.762 GWh frente a los 29.619 GWh registrados en el año anterior. El descenso es particularmente acusado en el suministro a las empresas generadoras de electricidad (-31,2%) como consecuencia de las causas mencionadas anteriormente, y ha sido mucho más moderado en las ventas al segmento industrial (-4,4%).

Adicionalmente se ha gestionado una energía de 9.776 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales.

Cabe destacar los siguientes hitos acontecidos en el semestre relacionados con UF Gas:

En relación a las infraestructuras de gas: la planta de regasificación de Sagunto ha adaptado sus instalaciones para poder cargar metaneros de GNL. En marzo de 2013 se produce un hito importante al realizarse la primera carga de GNL en buque, en concreto, al metanero WILGAS, con una capacidad de 125.630 m³.

En relación al proyecto de E&P en La Rioja, en marzo de 2013 se ha concluido exitosamente una campaña de exploración geofísica sobre un área de 232 kilómetros cuadrados de extensión alrededor de Sotés que ayudará a obtener una mejor imagen del yacimiento y definir de forma más precisa su forma y dimensiones, y en la que se ha aplicado la última tecnología en sísmica tridimensional (3D). En su ejecución sobre el terreno, que ha durado casi 5 meses, han participado más de 150 personas.

2. Factores de riesgo ligados a la actividad de Gas Natural Fenosa

a) Incertidumbre del contexto macroeconómico

Durante los pasados meses, la economía y el sistema financiero global han experimentado un período de turbulencias significativas e incertidumbre, en particular una incertidumbre en los mercados financieros que comenzó en agosto de 2007 y que ha empeorado de forma sustancial desde septiembre de 2008. Esta incertidumbre ha impactado severamente en los niveles generales de liquidez, en la disponibilidad de crédito, así como en los términos y condiciones para disponer del mismo, lo que ha contribuido a incrementar la carga financiera de hogares y clientes industriales de Gas Natural Fenosa, reduciendo su capacidad de compra y afectando negativamente a su demanda.

Gas Natural Fenosa no puede predecir cuál será la tendencia del ciclo económico en los próximos años ni si se producirá un agravamiento aún mayor de la fase recesiva actual del ciclo económico global.

b) Desarrollo de la estrategia de negocio.

Dados los riesgos a los que está expuesto y las incertidumbres inherentes a su negocio, Gas Natural Fenosa no puede asegurar que pueda implementar con éxito su estrategia de negocio. El alcance y cumplimiento de sus objetivos estratégicos están sometidos, entre otros factores de riesgo a:

- La falta de incremento del número de puntos de suministro en Europa y Latinoamérica, debido a la imposibilidad de Gas Natural Fenosa de aumentar la red de distribución;

- La falta de incremento del número de clientes por menor éxito del esperado de las campañas de marketing destinadas a los consumidores del mercado liberalizado;
- La activación de las cláusulas *take or pay* de los contratos de aprovisionamiento, lo que implicaría la obligación de pagar por un volumen de gas superior a las necesidades de Gas Natural Fenosa;
- La falta de éxito en la consolidación del negocio de generación de electricidad en España condicionado por los incentivos a tecnologías subvencionadas;
- La incapacidad de consolidar la estrategia del negocio de multiservicios o de aumentar el número de contratos multiproducto por cliente.

c) 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 legal 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.

d) Riesgo operacional

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.



e) Riesgos de precio del gas y electricidad.

Gas Natural Fenosa está expuesto a variaciones en los precios del crudo, del gas natural y de la electricidad.

Una parte importante de los gastos operativos de Gas Natural Fenosa está vinculada a la compra de gas natural y de gas natural licuado (GNL) para su comercialización en el mercado libre y suministro a mercados regulados. Igualmente sus plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural.

Aunque los precios que Gas Natural Fenosa aplica en la venta de gas a sus clientes se corresponden generalmente con los precios de mercado, en entornos de mucha volatilidad, las fluctuaciones de sus precios de venta pueden llegar a no reflejar de un modo proporcional las fluctuaciones del coste de la materia prima. Además de los costes asociados al negocio del gas, las subidas en los precios del gas natural podrían provocar un incremento de los costes de generación de electricidad, dado que las plantas de ciclo combinado de Gas Natural Fenosa utilizan como combustible el gas natural.

El negocio de Gas Natural Fenosa incluye, entre otras actividades, la venta al por mayor de gas natural a generadores eléctricos y a otros clientes. Con respecto a tales operaciones, los ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa suelen depender en gran medida, de los precios de mercado imperantes en los mercados regionales en los que opera y en otros mercados competitivos. Como consecuencia, el negocio de venta al por mayor de gas natural está expuesto al riesgo de fluctuación de las materias primas y del precio de la electricidad.

Las variaciones en el precio de la materia prima podrían afectar de un modo adverso a los resultados de Gas Natural Fenosa, en la medida en que el aumento en los costes de generación no se recupere a través del precio de venta de la electricidad generada, o en general en el ámbito gasista no se consigue un grado de eficiencia en la gestión de la cartera comercial que permita la recuperación a través de la comercialización de las oscilaciones del escenario energético.

f) Riesgo de volumen de gas

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 adquiera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de Gas Natural Fenosa.

g) Exigencias medioambientales

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.

h) Riesgos de tipo de cambio y tipos de interés

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos financieros que devengan un tipo de interés fijo, así como los flujos de efectivo de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable, por lo que afectan tanto al patrimonio como al resultado respectivamente.

Por otro lado, Gas Natural Fenosa está expuesta a los riesgos ligados a las variaciones en los tipos de cambio de divisas. Dichas variaciones pueden afectar, entre otras cosas, a la deuda de Gas Natural Fenosa denominada en moneda distinta al euro, a las operaciones que Gas Natural Fenosa realiza en otras divisas que generan ingresos denominados en otras divisas, así como al contravalor de los flujos de efectivo asociados a compraventas de materias primas denominados en moneda distinta al euro. Las fluctuaciones en el tipo de cambio entre el euro y el dólar estadounidense, la divisa en la que las compras de gas realizadas por Gas Natural Fenosa están denominadas o a la que están referenciadas, pueden afectar también a los resultados y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

A pesar de que Gas Natural Fenosa lleva a cabo políticas pro-activas de gestión de los anteriores riesgos con el objeto de minimizar su impacto en sus resultados, en algunos casos, estas políticas pueden resultar ineficaces para mitigar los efectos adversos inherentes a las fluctuaciones de los tipos de interés y en los tipos de cambio, pudiendo afectar de forma adversa y significativa a los resultados y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

i) Impacto de las condiciones meteorológicas

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.

j) Desarrollo de las actividades en el sector eléctrico

Los nuevos proyectos de Gas Natural Fenosa en el sector eléctrico están sometidos a diferentes factores que van más allá del control de Gas Natural Fenosa, entre los cuales, cabe mencionar:

- Incrementos en el coste de generación, incluyendo los incrementos en el precio del combustible;
- Pérdida de competitividad con otras tecnologías, por incremento relativo del coste de generación con gas natural;
- Una posible disminución de la tasa de crecimiento de consumo de electricidad debido a distintos factores, tales como condiciones económicas o la implementación de programas de ahorro de energía;
- Riesgos inherentes a la operación y mantenimiento de las plantas de generación;
- La creciente volatilidad de los precios causada por la liberalización del sector y por los cambios en el mercado;
- Una situación de sobre-capacidad de generación en los mercados en los que Gas Natural Fenosa es propietario de plantas de generación o tiene una participación en las mismas;
- La aparición de fuentes energéticas alternativas debido a las nuevas tecnologías y al creciente interés por las energías renovables y la cogeneración.



k) Exposición Geopolítica

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

a) 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.

b) 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.

Los factores de riesgo descritos anteriormente pueden afectar negativamente los intereses legales, contractuales y económicos de Gas Natural Fenosa en los países en los que opera, sin que pueda predecirse la ocurrencia de los mismos.

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

Informe de revisión limitada sobre estados financieros
intermedios resumidos consolidados al 30 de junio de 2013



INFORME DE REVISIÓN LIMITADA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

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

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos (los estados financieros intermedios) de Gas Natural SDG, S.A. (la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el balance de situación a 30 de junio de 2013, 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 requisitos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, para la elaboración 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.

Nuestra revisión se ha realizado 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 formulación de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables, y en la aplicación de ciertos procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión limitada es sustancialmente menor que el de una auditoría y, por consiguiente, no permite asegurar que todos los asuntos significativos que podrían ser identificados en una auditoría lleguen a nuestro conocimiento. Por tanto, no expresamos una opinión de auditoría sobre los estados financieros intermedios adjuntos.

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 2013 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los requerimientos establecidos por 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.

Sin que afecte a nuestra conclusión, llamamos la atención respecto a lo señalado en la Nota 3 adjunta, en la que se menciona que los citados estados financieros intermedios 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 2012.



El informe de gestión consolidado intermedio adjunto del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 contiene las explicaciones que los Administradores de Gas Natural SDG, S.A. consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este período y su incidencia en los estados financieros intermedios presentados, de las 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 consolidado intermedio concuerda con los estados financieros intermedios del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2013. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión consolidado intermedio 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.

Este informe ha sido preparado a petición de los Administradores de la Sociedad dominante en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 35 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores desarrollado por el Real Decreto 1362/2007 de 19 de octubre.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.



Iñaki Goirienea Basualdu
Socio

23 de julio de 2013