



Gas Natural Fenosa

Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2014

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)

	30.06.14	31.12.13 (1)
ACTIVO		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	7.830	7.968
Fondo de comercio	4.478	4.495
Otro inmovilizado intangible	3.352	3.473
Inmovilizado material (Nota 5)	20.049	20.363
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	2.348	2.393
Activos financieros no corrientes (Nota 6)	1.469	1.418
Activo por impuesto diferido	1.092	1.026
ACTIVO NO CORRIENTE	32.788	33.168
Existencias	857	783
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.527	5.138
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	3.919	4.504
Otros deudores	541	500
Activos por impuesto corriente	67	134
Otros activos financieros corrientes (Nota 6)	349	250
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.528	4.172
ACTIVO CORRIENTE	11.261	10.343
TOTAL ACTIVO	44.049	43.511
PATRIMONIO Y PASIVO		
Capital social	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Reservas	8.476	7.931
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	932	1.445
Dividendo a cuenta	-	(393)
Ajustes por cambios de valor	(290)	(348)
Operaciones de cobertura	1	1
Diferencias de conversión	(291)	(349)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	13.927	13.444
Intereses minoritarios	1.510	1.523
PATRIMONIO NETO (Nota 7)	15.437	14.967
Ingresos diferidos	822	919
Provisiones no corrientes (Nota 8)	1.478	1.467
Pasivos financieros no corrientes (Nota 6)	14.484	15.091
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	14.364	14.927
Otros pasivos financieros	120	164
Pasivo por impuesto diferido	1.967	2.000
Otros pasivos no corrientes	854	710
PASIVO NO CORRIENTE	19.605	20.187
Provisiones corrientes (Nota 8)	93	134
Pasivos financieros corrientes (Nota 6)	4.524	3.351
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	4.273	3.155
Otros pasivos financieros	251	196
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.404	4.143
Proveedores	2.794	3.472
Otros acreedores	561	642
Pasivos por impuesto corriente	49	29
Otros pasivos corrientes	986	729
PASIVO CORRIENTE	9.007	8.357
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	44.049	43.511

(1) Con fecha 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", reexpresando el Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.4).

Las notas 1 a 20 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 período de seis meses terminado el 30 de junio

	2014	2013 (1)
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 9)	12.154	12.531
Aprovisionamientos (Nota 10)	(8.522)	(8.744)
Otros ingresos de explotación	102	101
Gastos de personal (Nota 11)	(422)	(436)
Otros gastos de explotación (Nota 12)	(1.028)	(1.089)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5)	(796)	(807)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	21	20
Otros resultados (Nota 13)	253	8
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.762	1.584
Ingresos financieros	71	124
Gastos financieros	(471)	(514)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	1	1
Diferencias de cambio	1	3
RESULTADO FINANCIERO (Nota 14)	(398)	(386)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(12)	(35)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.352	1.163
Impuesto sobre beneficios (Nota 15)	(331)	(273)
RESULTADO DEL PERÍODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.021	890
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	1.021	890
Atribuible a:		
Sociedad dominante	932	780
Intereses minoritarios	89	110
	1.021	890
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (Nota 7)	0,93	0,78
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (Nota 7)	0,93	0,78

(1) Con fecha 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", reexpresando la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.4).

Las notas 1 a 20 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Gas Natural Fenosa

Estado consolidado de resultado global intermedio

(en millones de euros)

Para el periodo de seis
meses

terminado el 30 de junio

	2014	2013 (1)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	1.021	890
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	52	(120)
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(2)	(1)
Efecto impositivo	1	-
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por coberturas de flujo de efectivo	(40)	34
Diferencias de conversión	81	(150)
Efecto impositivo	12	(3)
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	28	(13)
Por coberturas de flujo de efectivo	41	(22)
Diferencias de conversión	(1)	2
Efecto impositivo	(12)	7
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL PERÍODO	80	(133)
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL PERÍODO	1.101	757
Atribuible a:		
Sociedad dominante	989	675
Intereses minoritarios	112	82

(1) Con fecha 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", reexpresando el Estado consolidado de resultado global intermedio para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.4).

Las notas 1 a 20 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					Intereses minoritarios	Total Patrimonio neto
	Capital social	Prima de emisión y Reservas	Resultado	Ajustes por cambios de valor	Subtotal		
Balance a 1.1.13 (1)	1.001	10.819	1.441	-	13.261	1.579	14.840
Resultado global total del período	-	(1)	780	(104)	675	82	757
Distribución de dividendos (Nota 7)	-	937	(1.441)	-	(504)	(142)	(646)
Otras variaciones	-	(9)	-	-	(9)	2	(7)
Balance a 30.06.13 (1)	1.001	11.746	780	(104)	13.423	1.521	14.944
Resultado global total del período	-	(2)	665	(244)	419	49	468
Distribución de dividendos (Nota 7)	-	(393)	-	-	(393)	(48)	(441)
Otras variaciones	-	(5)	-	-	(5)	1	(4)
Balance a 31.12.13 (1)	1.001	11.346	1.445	(348)	13.444	1.523	14.967
Resultado global total del período	-	(1)	932	58	989	112	1.101
Distribución de dividendos (Nota 7)	-	941	(1.445)	-	(504)	(122)	(626)
Otras variaciones	-	(2)	-	-	(2)	(3)	(5)
Balance a 30.06.14	1.001	12.284	932	(290)	13.927	1.510	15.437

(1) Con fecha 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", reexpresando el Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio a 1 de enero de 2013, a 30 de junio de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.4).

Las notas 1 a 20 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	
	2014	2013 (1)
Resultado antes de impuestos	1.352	1.163
Ajustes del resultado	862	1.170
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	796	807
Otros ajustes del resultado neto	66	363
Cambios en el capital corriente	(82)	(32)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(719)	(545)
Pagos de intereses	(441)	(393)
Cobros de intereses	18	56
Pagos por impuesto sobre beneficios	(296)	(208)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	1.413	1.756
Pagos por inversiones:	(835)	(1.243)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	-	(11)
Inmovilizado material e intangible	(668)	(635)
Otros activos financieros	(167)	(597)
Cobros por desinversiones:	712	691
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	506	55
Inmovilizado material e intangible	1	9
Otros activos financieros	205	627
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	33	23
Cobros de dividendos	7	-
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	26	23
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(90)	(529)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	-	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	547	611
Emisión	2.233	3.905
Devolución y amortización	(1.686)	(3.294)
Pagos por dividendos	(488)	(457)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(28)	(39)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	31	115
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	2	(25)
VARIACION DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	1.356	1.317
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	4.172	4.323
Efectivo y equivalentes al final del periodo	5.528	5.640

(1) Con fecha 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", reexpresando el Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 a efectos comparativos.

Las notas 1 a 20 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Notas explicativas a 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 plaça 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 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 2013, cabe destacar los siguientes aspectos correspondientes al primer semestre de 2014:

El 1 de febrero de 2014 se publicó la Resolución de 31 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC).

El 1 de febrero de 2014 se publicó la Orden Ministerial IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

El 8 de marzo de 2014 se publicó el Real Decreto 102/2014 para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, que traspone a la normativa española una Directiva comunitaria/ Euratom de 2011.

El 11 de marzo de 2014 se publicó la Orden IET/350/2014 por la que se fijan los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2014, dictada en aplicación de lo dispuesto en la Ley 24/2013 del Sector eléctrico (y anteriormente en el Real Decreto-ley 9/2013).

El 11 de marzo de 2014 se publicó la Orden IET/346/2014 que modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para adaptarla a la Ley 24/2013. Con esta Orden se regula el sistema de financiación del servicio de interrumpibilidad que había quedado pendiente.

El 29 de marzo de 2014 se publicó el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo del PVPC de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

El 15 de mayo de 2014 se publicó la Resolución de 14 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el valor del término DIFp a aplicar por los comercializadores de referencia en la facturación del consumo correspondiente al primer trimestre de 2014 a los consumidores a los que hubieran suministrado a los precios voluntarios para el pequeño consumidor. El valor del término DIFp constituye el importe a devolver por parte de los comercializadores de referencia a los consumidores acogidos al PVPC, de acuerdo con el procedimiento de regularización previsto en el Real Decreto-ley 17/2013.

El 9 de mayo de 2014 la Dirección General de Política Energética y Minas adoptó la Resolución por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2014.

El 9 de junio de 2014 se publicó el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

El 10 de junio de 2014 se publicó el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos cuyos principales aspectos son:

- Las instalaciones se clasificarán en instalaciones tipo (en función de su tecnología, potencia, antigüedad, etc.) obteniendo cada instalación la retribución concreta a partir de los parámetros retributivos de las instalación tipo que le corresponda.
- Durante la vida útil regulatoria las instalaciones percibirán el precio de mercado y una retribución específica.
- La retribución específica será suficiente para que las instalaciones tipo puedan obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo aplicable. Dicha rentabilidad girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado (300 puntos básicos para las instalaciones existentes).
- El régimen retributivo específico estará compuesto por un término retributivo por unidad de potencia instalada (retribución a la inversión) y cuando corresponda un término retributivo a la operación para cubrir los mayores costes de explotación en relación con los ingresos por la participación en el mercado (cogeneraciones, biomasas, residuos instalaciones solares).
- Para el cálculo de la retribución específica se considerarán los ingresos por la venta de la energía valorada a precio de mercado, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada.
- Para las instalaciones existentes con derecho a prima, el cálculo del nuevo régimen retributivo abarca toda la vida útil regulatoria de la instalación, es decir tiene en cuenta las retribuciones ya percibidas para calcular la rentabilidad razonable.
- Para instalaciones futuras, como norma general irán a mercado y, excepcionalmente, si existiese una obligación de cumplimiento de objetivos o en otras circunstancias excepcionales, se establecería un mecanismo de concurrencia.
- Se establecen periodos regulatorios de seis años de duración (podrán modificarse todos los valores de los parámetros retributivos) y semiperiodos de tres años (podrán revisarse las estimaciones de ingresos estándar por venta de energía y los parámetros retributivos directamente relacionados). Adicionalmente, al menos anualmente se revisarán los valores de la retribución a la operación para tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de combustible. El primer periodo regulatorio finaliza el 31 de diciembre de 2019.
- Una vez que las instalaciones superen la vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución específica y podrán mantenerse en operación percibiendo exclusivamente la retribución obtenida por la venta de energía en el mercado.

El 20 de junio de 2014 se publicó la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones, los tipos aplicables a determinadas instalaciones

de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El 5 de julio de 2014 se publicó el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, por el que se aprueban medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y cuyos principales aspectos en el ámbito de los sectores energéticos y, en concreto, en el sistema de gas natural y en materia de eficiencia energética son:

- Se establece el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, en virtud del cual, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.
- El principio de sostenibilidad económica y financiera debe entenderse de forma que los ingresos generados por el uso de las instalaciones satisfaga la totalidad de los costes del sistema. Los ingresos del sistema gasista serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas.
- Se limitan los desajustes anuales entre costes e ingresos del sistema de forma que su cuantía no podrá superar el 10 por ciento de los ingresos liquidables del ejercicio y la suma del desajuste anual y las anualidades reconocidas pendientes de amortizar no podrá superar el 15 por ciento. En caso de sobrepasarlos se prevé una actualización automática de los peajes. La parte del desajuste que, sin sobrepasar los límites, no se compense por la subida de peajes y cánones será financiada por los sujetos del sistema de liquidación, de forma proporcional a la retribución que les corresponda y tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste durante los cinco años siguientes.
- En las metodologías retributivas reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada bajo el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema.
- Se fijan periodos regulatorios de seis años para establecer la retribución de las actividades reguladas, con la posibilidad de ajustes cada tres años de los parámetros retributivos del sistema (entre otros los valores unitarios de referencia por clientes y ventas, costes de operación y mantenimiento, factores de mejora de productividad, etc.) en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes. El primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2020.
- El sistema retributivo para las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento se establece bajo principios homogéneos: adopción del valor neto del activo como base para el cálculo de la retribución a la inversión, incorporación de una retribución variable en función del gas vehiculado, regasificado o almacenado en función del tipo de activo y la eliminación de cualquier procedimiento de revisión automática de valores y parámetros retributivos en función de índices de precios.
- En lo que respecta a las nuevas instalaciones de transporte secundario se establece que su retribución pasa a estar incluida dentro de la metodología retributiva de las instalaciones de distribución, asociando su retribución al crecimiento de clientes y a la nueva demanda generada.
- En relación a las instalaciones de distribución se mantiene la retribución para cada empresa distribuidora para el conjunto de sus instalaciones en función de los clientes conectados a las mismas y el volumen de gas suministrado. Sin embargo se eliminan las actualizaciones automáticas en función del IPC e IPRI, y se modifica la fórmula paramétrica de retribución actual distinguiendo, en la categoría de retribución de suministros a presiones igual o inferior a 4 bar, entre consumidores con consumo anual inferior a 50 MWh y los que tienen un consumo

superior, al objeto de garantizar la suficiencia de ingresos para el sistema de gas natural, los escalones de consumo, teniendo en cuenta los ingresos por peajes de cada uno de ellos. Se mantiene la retribución establecida en la Orden IET/2446/2013 de 27 de diciembre para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 y la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014.

- Con el fin de incentivar la extensión de las redes a zonas no gasificadas y ajustar la retribución al coste real incurrido por parte de las empresas, se consideran valores unitarios diferenciados dependiendo de que los clientes y el consumo se encuentren en términos municipales de gasificación reciente.
- En relación al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, que está siendo soportado por los sujetos del sistema de liquidaciones, se procede a su reconocimiento, si bien, su cuantificación se realizará en la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2014. Este déficit será financiado por los titulares de las instalaciones durante un periodo de 15 años, su anualidad será incluida como un coste del sistema y se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.
- Se crea el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética en virtud del cual se asignará a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados del petróleo al por mayor una cuota anual de ahorro energético (obligaciones de ahorro). Las obligaciones de ahorro de forma agregada equivaldrán al objetivo asignado a España en la Directiva 2012/27/UE.
- Se crea el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, sin personalidad jurídica, que permitirá la puesta en marcha de mecanismos de apoyo económico y financiero, asistencia técnica, formación e información u otras medidas encaminadas a aumentar la eficiencia energética en los diferentes sectores, necesarias para la consecución de los objetivos establecidos en la Directiva de Eficiencia Energética.
- La equivalencia financiera de las obligaciones de ahorro se determinará con base en el coste medio de dichos mecanismos de apoyo, incentivos y medidas necesarios para movilizar las inversiones que se requieren para dar cumplimiento al objetivo de ahorro anual a través de las actuaciones del Fondo Nacional, de acuerdo con los resultados del análisis técnico del Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético.
- Asimismo, se habilita al Gobierno para el establecimiento y desarrollo de un sistema de acreditación de ahorros de energía final, mediante la emisión de Certificados de Ahorro Energético (CAE), que una vez en marcha permitirá progresivamente a las empresas dar cumplimiento a sus obligaciones de ahorro mediante la promoción directa de actuaciones de mejora de la eficiencia energética que reúnan todas las garantías necesarias.



Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2013 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 11 de abril de 2014.

Los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2014 de Gas Natural Fenosa han sido formulados por el Consejo de Administración el 18 de julio de 2014 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 2013 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 2013, fecha de las Cuentas anuales consolidadas anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2014.

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 2013, sin cambios significativos desde su publicación. En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014 no se han producido cambios significativos en el entorno empresarial o económico, ni en el regulatorio que puedan dar lugar a deterioro de los valores contables a 30 de junio de 2014 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 Comparación de la información

La NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", de aplicación obligatoria a partir del 1 de enero de 2014, afecta a la consolidación de los negocios conjuntos (aquellos en los que los partícipes ostentan derechos únicamente sobre los activos netos de las participadas) que pasan a consolidarse por el método de participación en lugar de por el método de integración proporcional.

Como consecuencia de su aplicación, las variaciones en el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2013 y en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 que se presentan a efectos comparativos han sido las siguientes:

	31.12.13	31.12.13 s/NIIF 11	Variación
Activo no corriente	34.260	33.168	(1.092)
Activo corriente	10.685	10.343	(342)
Total Activo	44.945	43.511	(1.434)
Patrimonio neto	15.010	14.967	(43)
Pasivo no corriente	21.408	20.187	(1.221)
Pasivo corriente	8.527	8.357	(170)
Total Patrimonio neto y pasivo	44.945	43.511	(1.434)

	Periodo de seis meses terminado el 30.06.2013		
	30.06.2013	s/NIIF 11	Variación
Importe neto de la cifra de negocios	12.895	12.531	(364)
Gastos de explotación	(10.367)	(10.140)	227
Amortización de inmovilizado y pérdidas por deterioro	(981)	(807)	174
Resultado de explotación	1.547	1.584	37
Resultado financiero	(405)	(386)	19
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	4	(35)	(39)
Resultado antes de impuestos	1.146	1.163	17
Impuesto sobre beneficios	(252)	(273)	(21)
Intereses minoritarios	(114)	(110)	4
Resultado atribuible	780	780	-

Estos impactos vienen originados básicamente por el cambio de método de consolidación aplicable al subgrupo Unión Fenosa Gas, Ecoeléctrica Ltd (central de ciclo combinado ubicada en Puerto Rico), Nueva Generadora del Sur, S.A. (central de ciclo combinado ubicada en España) y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración.

3.5 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 2013.

Entrada en vigor de nuevas normas contables

Como consecuencia de la aprobación, publicación y entrada en vigor el 1 de enero de 2014 se han aplicado las siguientes normas y modificaciones:

- NIIF 10, "Estados financieros consolidados";
- NIIF 12, "Revelación de participaciones en otras entidades";
- NIC 27 (Modificación), "Estados financieros separados";
- NIC 28 (Modificación), "Inversiones en asociadas y en negocios conjuntos";
- NIC 32, "Instrumentos financieros: Presentación – Compensación de activos financieros y pasivos financieros";
- NIC 36 (Modificación), "Deterioro del valor de los activos" (adoptada de forma anticipada en el ejercicio 2013);
- NIC 39 (Modificación), "Instrumentos financieros: Reconocimiento y valoración". Novación de derivados y continuación de la contabilidad de coberturas;
- NIIF10, NIIF11 y NIC 27 (Modificación), "Entidades de Inversión";
- "Guía de transición", Modificaciones de la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

La aplicación de las anteriores normas, modificaciones e interpretaciones no ha supuesto ningún impacto significativo en los estados financieros intermedios resumidos consolidados, salvo por lo que respecta a la NIIF 11, que se detalla en la Nota 3.4.

Por otro lado, la Unión Europea ha adoptado en 2014 la CINIIF 21 "Gravámenes" para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2015, que no ha sido aplicada anticipadamente. Gas Natural Fenosa está evaluando el impacto que la aplicación de esta interpretación tendrá sobre sus estados financieros.

3.6 Perímetro de consolidación

En el primer semestre de 2014 la principal variación en el perímetro de consolidación ha correspondido a la venta, el 30 de junio de 2014, de la sociedad de telecomunicaciones Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. y sus participadas (Nota 13).

En el primer semestre de 2013 las variaciones en el perímetro de consolidación correspondieron básicamente a la venta, el 11 de febrero de 2013, de las 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 Anexo I se recogen las variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2014 y de 2013.



Nota 4. Información financiera por segmentos

a) Información por segmentos

Los segmentos de operación de Gas Natural Fenosa son:

- Distribución de gas Europa. Engloba el negocio regulado de distribución de gas en España 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 Resto (Italia) consiste en la distribución regulada de de gas, así como la comercialización a clientes minoristas.

- Distribución de electricidad Europa. Engloba el negocio regulado de distribución de energía eléctrica en España 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 Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito del país.

- Gas. Incluye la actividad derivada de las infraestructuras de gas, la actividad de aprovisionamiento y comercialización y de Unión Fenosa Gas (consolidada por el método de la participación).

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, incluyen 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.

- Electricidad. Incluye la generación de electricidad y comercialización en España 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 y parques de generación eólica, así como otras fuentes de energía renovables, el suministro de electricidad en mercados mayoristas y la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español.

- Latinoamérica. Incluye el negocio de distribución de gas y electricidad, así como la



generación de electricidad.

El negocio de 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.

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 Electricidad en Latinoamérica incluye la generación de electricidad en Costa Rica, México, Panamá, Puerto Rico (consolidada por el método de la participación) y República Dominicana.

- Otros. Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, las actividades relacionadas con fibra óptica (hasta 30 de junio de 2014) y el resto de las actividades.

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

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

	Distribución de gas Europa			Distribución de Electricidad Europa			Gas			Latinoamérica			Otros	Eliminaciones					
	España	Resto	Total	España	Resto	Total	Infraestructuras	Aprov. y UJ GAS Comerc.	Total	Distribución de gas	Distribución de Electricidad	Total							
															Electricidad	Electricidad	Electricidad	Electricidad	Electricidad
Seis meses terminados a 30 de junio 2014																			
Importe neto cifra negocios consolidado	565	148	713	387	116	503	38	5.370	-	5.408	2.223	48	2.271	1.600	1.075	425	3.100	159	12.154
Importe neto cifra negocios entre segmentos	65	-	65	22	-	22	116	605	-	721	541	3	541	-	-	3	190	3	1.542
Importe neto cifra negocios segmentos	630	148	778	409	116	525	154	5.975	-	6.129	2.764	48	2.812	1.600	1.075	428	3.103	349	12.154
Aprovisionamientos segmentos	(10)	(80)	(90)	-	(89)	(89)	(5)	(5.366)	-	(5.371)	(2.001)	(36)	(2.037)	(1.145)	(814)	(303)	(2.262)	(152)	(8.522)
Gastos de personal neto	(38)	(8)	(46)	(53)	(3)	(56)	(2)	(29)	-	(31)	(72)	(1)	(73)	(45)	(26)	(6)	(77)	(139)	(422)
Otros ingresos/gastos de explotación	(130)	(14)	(144)	(69)	(6)	(75)	(7)	(98)	-	(105)	(319)	(6)	(325)	(111)	(84)	(23)	(218)	15	(789)
EBITDA	452	46	498	287	18	305	140	482	-	622	372	5	377	299	151	96	546	73	2.421
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	253	253
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(144)	(13)	(157)	(102)	(3)	(105)	(39)	(10)	-	(49)	(274)	(2)	(276)	(51)	(30)	(46)	(127)	(82)	(796)
Dotación a provisiones	(4)	(4)	(8)	(2)	-	(2)	-	(35)	-	(35)	(13)	-	(13)	(7)	(51)	-	(58)	-	(116)
Resultado de explotación	304	29	333	183	15	198	101	437	-	538	85	3	88	241	70	50	361	244	1.762
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(398)
Resultado método participación	-	-	-	2	-	2	-	-	(35)	(35)	(8)	-	(8)	1	-	26	27	2	(12)
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.352
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(331)
Resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.021
Inversiones inmóvil. material e intangible (Nota 5)	116	9	125	60	5	65	180	10	-	190	47	47	75	49	49	67	191	48	666

	Distribución de gas Europa			Distribución de Electricidad Europa			Gas			Latinoamérica			Otros	Eliminaciones						
	España	Resto	Total	España	Resto	Total	Infraestructuras	Aprov. y UJ GAS Comerc.	Total	Distribución de gas	Distribución de Electricidad	Total								
															Electricidad	Electricidad	Electricidad	Electricidad	Electricidad	Electricidad
Seis meses terminados a 30 de junio 2013 (1)																				
Importe neto cifra negocios consolidado	576	180	756	402	127	529	64	5.355	-	5.419	2.400	52	2.452	1.708	1.107	406	3.221	154	12.531	
Importe neto cifra negocios entre segmentos	58	-	58	16	-	16	96	698	-	794	508	-	508	-	-	3	3	89	1.468	
Importe neto cifra negocios segmentos	634	180	814	418	127	545	160	6.053	-	6.213	2.908	52	2.960	1.708	1.107	409	3.224	243	12.531	
Aprovisionamientos segmentos	(14)	(107)	(121)	-	(86)	(86)	(13)	(5.490)	-	(5.503)	(2.073)	(39)	(2.112)	(1.186)	(820)	(275)	(2.281)	(39)	(8.744)	
Gastos de personal neto	(39)	(6)	(47)	(53)	(4)	(57)	(2)	(26)	-	(28)	(79)	(1)	(80)	(52)	(31)	(6)	(89)	(135)	(436)	
Otros ingresos/gastos de explotación	(129)	(14)	(143)	(69)	(5)	(74)	(10)	(92)	-	(102)	(334)	(5)	(339)	(115)	(91)	(28)	(234)	(20)	(854)	
EBITDA	452	51	503	296	20	316	135	445	-	560	422	7	429	355	165	100	620	49	2.497	
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(142)	(13)	(155)	(105)	(3)	(108)	(44)	(9)	-	(53)	(280)	(2)	(282)	(56)	(32)	(47)	(135)	(74)	(807)	
Dotación a provisiones	-	(2)	(2)	(1)	-	(1)	-	(26)	-	(26)	(23)	-	(23)	(9)	(58)	-	(67)	5	(114)	
Resultado de explotación	310	36	346	190	17	207	91	410	-	501	119	5	124	290	75	53	418	(12)	1.584	
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(61)	3	-	3	1	-	19	20	1	(386)	
Resultado método participación	-	-	-	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	(35)	
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4.163	
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(273)	
Resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	890	
Inversiones inmóvil. material e intangible (Nota 5)	110	9	119	81	3	84	5	7	-	12	83	-	83	74	53	93	220	29	577	

(1) Saldos reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

15

b) Información por áreas geográficas

El importe neto de la cifra de negocio de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses terminado en 2014 y 2013 asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
España	6.432	7.016
Resto de Europa	1.216	1.133
Latinoamérica	3.764	3.776
África y otros	742	606
Total	12.154	12.531

(1) Saldos reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

Nota 5. Inmovilizado intangible e inmovilizado material.

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014 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 31.12.13 (1)	4.495	3.473	7.968	20.363
Coste bruto	4.495	5.630	10.125	29.339
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(2.157)	(2.157)	(8.976)
Valor neto contable a 1.1.14 (1)	4.495	3.473	7.968	20.363
Inversión	-	94	94	572
Desinversión (2)	(20)	(144)	(164)	(269)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	-	(116)	(116)	(680)
Diferencias de conversión	2	48	50	71
Reclasificaciones y otros	1	(3)	(2)	(8)
Valor neto contable a 30.06.14	4.478	3.352	7.830	20.049
Coste bruto	4.478	5.666	10.144	29.555
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(2.314)	(2.314)	(9.506)
Valor neto contable a 30.06.14	4.478	3.352	7.830	20.049

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

(2) Incluye principalmente la desinversión por la enajenación de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. y sus participadas (Nota 3.6 y 13) y la entrega de derechos de emisión.

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 y las inversiones realizadas en centrales de generación eléctrica en Latinoamérica.

En marzo de 2014 se incorporó un nuevo buque metanero de 173.000 m³ de capacidad en régimen de arrendamiento financiero por importe de 177 millones de euros.

En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014 se incluye en "Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro" un importe de 22 millones de euros correspondiente a la pérdida por deterioro del valor total de activos diversos.

Gas Natural Fenosa mantiene a 30 de junio de 2014 compromisos de inversión en inmovilizado por 924 millones de euros, básicamente para el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas, el desarrollo de la red de distribución de electricidad, la construcción de cuatro buques metaneros 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 2014 y a 31 de diciembre de 2013, 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 2014						
Instrumentos de patrimonio	148	-	-	-	-	148
Derivados	-	-	-	6	-	6
Otros activos financieros	-	1.314	1	-	-	1.315
Activos financieros no corrientes	148	1.314	1	6	-	1.469
Derivados	-	-	-	1	3	4
Otros activos financieros	-	345	-	-	-	345
Activos financieros corrientes	-	345	-	1	3	349
Total activos financieros a 30.06.2014	148	1.659	1	7	3	1.818

	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 2013						
Instrumentos de patrimonio	149	-	-	-	-	149
Derivados	-	-	-	2	-	2
Otros activos financieros	-	1.266	1	-	-	1.267
Activos financieros no corrientes (1)	149	1.266	1	2	-	1.418
Derivados	-	-	-	8	9	17
Otros activos financieros	-	233	-	-	-	233
Activos financieros corrientes (1)	-	233	-	8	9	250
Total activos financieros a 31.12.2013 (1)	149	1.499	1	10	9	1.668

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

A 30 de junio de 2014, se incluye el derecho de cobro por la financiación del déficit de las liquidaciones del sistema eléctrico por importe de 405 millones de euros en el epígrafe de “Otros activos financieros no corrientes” (452 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) y por importe de 31 millones de euros en el epígrafe de “Otros activos financieros corrientes” (33 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

A 31 de diciembre de 2013, los desajustes temporales entre los ingresos y los costes del sistema gasista se registraban en el epígrafe de “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar”, dado que el marco regulatorio vigente exigía proceder a incrementar los peajes y cánones de acceso del año siguiente al objeto de su recuperación. Como consecuencia de la nueva regulación establecida por el Real Decreto-ley 8/2014 (Nota 2) que considera el déficit acumulado del ejercicio 2014 como coste del sistema gasista a recuperar en las liquidaciones correspondientes a los 15 años siguientes reconociéndose un tipo de interés de mercado, se ha traspasado el importe acumulado de los desajustes temporales del epígrafe de “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” a los epígrafes de “Otros activos financieros no corrientes” y “Otros activos financieros corrientes”. A 30 de junio de 2014, se incluye el derecho de cobro por la financiación del déficit de las liquidaciones del sistema gasista por importe de 77 millones de euros en el epígrafe de “Otros activos financieros no corrientes” y por importe de 84 millones de euros en el epígrafe de “Otros activos financieros corrientes”.

A 30 de junio de 2014, se incluye el importe a cobrar que resulta del desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y

suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el 9 de agosto de 2010, en base al artículo 15 del Real Decreto Ley 6/2000, y que se liquidará a partir del año 2015 en 5 años reconociéndose un tipo de interés de mercado, en los términos establecidos por el Real Decreto-ley 8/2014, por importe de 148 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros no corrientes" (157 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) y por importe de 16 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes".

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2014 y a 31 de diciembre de 2013, es la siguiente:

Activos financieros	30 de junio de 2014				31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Disponibles para la venta	-	-	148	148	-	-	149	149
Derivados de cobertura	-	7	-	7	-	10	-	10
Valor razonable con cambios a resultados	-	3	-	3	-	9	-	9
Total	-	10	148	158	-	19	149	168

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

b) Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros, excluyendo "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" a 30 de junio de 2014 y a 31 de diciembre de 2013, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30 junio 2014	Otros pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	-	4.049	-	4.049
Obligaciones y otros valores negociables	-	10.276	-	10.276
Derivados	-	-	39	39
Otros pasivos financieros	-	120	-	120
Pasivos financieros no corrientes	-	14.445	39	14.484
Deudas con entidades de crédito	-	653	-	653
Obligaciones y otros valores negociables	-	3.613	-	3.613
Derivados	-	-	7	7
Otros pasivos financieros	-	251	-	251
Pasivos financieros corrientes	-	4.517	7	4.524
Total pasivos financieros a 30.06.2014	-	18.962	46	19.008

A 31 diciembre 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	-	4.537	-	4.537
Obligaciones y otros valores negociables	-	10.360	-	10.360
Derivados	-	-	30	30
Otros pasivos financieros	-	164	-	164
Pasivos financieros no corrientes (1)	-	15.061	30	15.091
Deudas con entidades de crédito	-	617	-	617
Obligaciones y otros valores negociables	-	2.531	-	2.531
Derivados	-	-	7	7
Otros pasivos financieros	-	196	-	196
Pasivos financieros corrientes (1)	-	3.344	7	3.351
Total pasivos financieros a 31.12.2013 (1)	-	18.405	37	18.442

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).



La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2014 y a 31 de diciembre de 2013, es la siguiente:

Pasivos financieros	30 de junio de 2014				31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura	-	46	-	46	-	37	-	37
Total	-	46	-	46	-	37	-	37

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 30.06.14	A 31.12.13 ⁽¹⁾	A 30.06.14	A 31.12.13 ⁽¹⁾
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	10.276	10.360	11.815	11.433
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	4.169	4.701	4.196	4.737

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

El valor razonable de las emisiones de obligaciones cotizadas se estima de acuerdo a su cotización. 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 2014 y a 31 de diciembre de 2013 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.

En el primer semestre de 2014 y 2013 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido la siguiente:

	A 1.1.2014	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	
					A 30.06.2014	A 30.06.2014
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	12.156	1.711	(723)	-	(37)	13.107
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	735	37	(28)	-	38	782
Total	12.891	1.748	(751)	-	1	13.889

	A 1.1.2013	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	
					A 30.06.2013	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

Durante el primer semestre del ejercicio 2014 se cerraron las siguientes emisiones de bonos bajo el programa de Euro Medium Term Notes (EMTN):

Emisión	Nominal	Vencimiento	Cupón (%)
Marzo 2014	500	2024	2,875
Mayo 2014	200	2023	2,625

El importe total dispuesto dentro del programa, cuyo límite al 30 de junio de 2014 es de 14.000 millones de euros (14.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), asciende a 12.755 millones de euros (12.055 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Durante el primer semestre de 2014, se realizaron emisiones bajo el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por un importe total de 1.011 millones de euros (1.207 millones de euros en el primer semestre del ejercicio 2013). El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a 433 millones de euros (146 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Nota 7. Patrimonio

Capital social y Prima de emisión

Durante el primer semestre del ejercicio 2014 y durante el ejercicio 2013, no se han producido variaciones en el número de acciones ni en las cuentas de "Capital social" y "Prima de emisión".

Durante el primer semestre del ejercicio 2014 se adquirieron 519.937 acciones propias por importe de 10 millones de euros (2.336.037 acciones propias por importe de 35 millones de euros durante el ejercicio 2013) de las que 174.998 acciones por importe de 3 millones de euros se entregaron a los empleados del grupo como parte de su retribución del ejercicio 2014 derivada del Plan de Adquisición de Acciones 2012-2013-2014 (163.279 acciones por importe de 2 millones de euros durante el ejercicio 2013) y el resto se enajenó totalmente por importe de 7 millones de euros (33 millones de euros durante el ejercicio 2013). Tanto al cierre de junio de 2014 como al cierre del ejercicio 2013, 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 30.06.14	A 30.06.13
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	932	780
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.000.689.341	1.000.689.341
Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	0,93	0,78
- Diluidas	0,93	0,78

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

Dividendos

A continuación se detallan los pagos de dividendos efectuados durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2014 y 2013:

	30.06.2014			30.06.2013		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	39%	0,39	393	39%	0,39	391
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	39%	0,39	393	39%	0,39	391
a) Dividendos con cargo a resultados	39%	0,39	393	39%	0,39	391
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-



30 de junio de 2014

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2013 de 0,393 euros por acción, por un importe total de 393 millones de euros acordado el 29 de noviembre de 2013 y pagado el día 8 de enero de 2014.

Asimismo, la Junta General de Accionistas celebrada el 11 de abril de 2014 aprobó un dividendo complementario de 0,504 euros por acción, por un importe total de 504 millones de euros y pagado el 1 de julio de 2014.

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 0,503 euros por acción, por un importe total de 504 millones de euros y pagado el 1 de julio de 2013.

Nota 8. Provisiones

El detalle de los epígrafes de provisiones a 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

	A 30.06.14	A 31.12.13 ⁽¹⁾
Provisiones por obligaciones con el personal	701	695
Otras provisiones	777	772
Total Provisiones no corrientes	1.478	1.467
Total Provisiones corrientes	93	134
Total	1.571	1.601

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

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 2014 y 2013 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	7.410	7.460
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	4.064	4.318
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	641	692
Otras ventas	39	61
Total	12.154	12.531

(1) Saldos reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

Nota 10. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Compras de energía	7.294	7.510
Servicio acceso a redes de distribución	993	1.001
Otras compras y variación de existencias	235	233
Total	8.522	8.774

(1) Saldos reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

Nota 11. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Sueldos y salarios	341	335
Costes Seguridad Social	63	63
Planes de aportación definida	18	19
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(32)	(34)
Otros	32	53
Total	422	436

(1) Saldos reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Hombres	10.259	10.604
Mujeres	4.072	4.192
Total	14.331	14.796

(1) Cifras reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

Como consecuencia de la aplicación el 1 de enero de 2014 de la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" (Nota 3.4), en el cálculo del número medio de empleados tanto del presente periodo como en el comparativo del año anterior, no se ha tenido en cuenta el número medio de empleados de las sociedades que se consolidan siguiendo el método de la participación y que ascienden a 496 personas (516 personas el 30 de junio de 2013).

Nota 12. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Tributos	233	256
Publicidad y otros servicios comerciales	161	172
Operación y mantenimiento	157	168
Deterioro por insolvencias	116	114
Servicios de construcción o mejora (CINIIF 12)	46	53
Servicios profesionales y seguros	63	65
Suministros	41	44
Arrendamientos	28	27
Gastos emisiones CO ₂	10	15
Otros	173	175
Total	1.028	1.089

(1) Saldos reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

Nota 13. Otros resultados

En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014 corresponde básicamente a la plusvalía de 252 millones de euros obtenida en la enajenación de la sociedad de telecomunicaciones Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. y sus participadas a la firma de capital de inversión Cinven por un importe de 510 millones de euros (Nota 3.6).

En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013 correspondía 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 14. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Dividendos	7	2
Intereses	31	55
Otros ingresos financieros	33	67
Total ingresos financieros	71	124
Coste de la deuda financiera	(399)	(431)
Gastos por intereses de pensiones	(19)	(20)
Otros gastos financieros	(53)	(63)
Total gastos financieros	(471)	(514)
Valoración a valor razonable derivados financieros:		
Instrumentos financieros derivados	1	1
Diferencias de cambio netas	1	3
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-	-
Resultado financiero neto	(398)	(386)

(1) Saldos reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

Nota 15. Situación fiscal

El gasto por impuesto sobre las ganancias es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Impuesto corriente	417	295
Impuesto diferido	(86)	(22)
Total	331	273

(1) Saldos reexpresados a 30 de junio de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.4).

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 2014 y de 2013 ha ascendido al 24,5% y 23,5% respectivamente. La diferencia entre la tasa impositiva teórica y la tasa efectiva corresponde, básicamente, a la consideración de deducciones fiscales y, para el periodo terminado el 30 de junio de 2013, al efecto de la actualización de balances.

En junio de 2014 se han iniciado actuaciones inspectoras ante Gas Natural SDG, S.A. y Gas Natural Internacional SDG, S.A. para el Impuesto sobre Sociedades y el Impuesto sobre el Valor Añadido (ejercicios 2009 y 2010). No se prevé que de dichas actuaciones inspectoras se deriven impactos significativos para Gas Natural Fenosa.

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 Critería CaixaHolding, S.A.U, y en consecuencia el grupo "la Caixa" y el grupo Repsol.

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

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

Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio						
Gastos e Ingresos (en miles de euros)	2014			2013		
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol		Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	
Gastos financieros	699	-	128	4.614	-	11
Arrendamientos	-	-	214	-	-	215
Recepción de servicios	-	1.161	10.670	-	47.160	12.346
Compra de bienes	-	136.631	219.579	-	520.266	227.929
Otros gastos (1)	19.311	-	-	20.308	-	-
Total gastos	20.010	137.792	230.591	24.922	567.426	240.501
Ingresos financieros	10.068	115	862	11.781	-	564
Arrendamientos	-	-	-	-	185	-
Prestación de servicios	-	229	9.806	-	29.222	17.949
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	542.406	86.437	-	582.825	152.697
Otros ingresos	267	-	900	269	-	828
Total ingresos	10.335	542.750	98.005	12.050	612.232	172.038

Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio						
Otras transacciones (en miles de euros)	2014			2013		
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol		Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	-	-	-	10.500	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (2)	2.803.076	6.572	62.586	1.942.951	-	57.602
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (3)	341.614	-	-	364.595	-	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria) (4)	-	-	-	225.113	-	-
Garantías y avales recibidos	137.500	-	-	137.500	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	135.762	117.985	-	136.773	117.420	-
Otras operaciones (5)	538.591	-	-	852.376	-	-

Con fecha 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", sin impacto en la información de las operaciones con accionistas significativos que se siguen informando según la naturaleza de la transacción.



- (1) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (2) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (3) Incluye básicamente la cesión de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el grupo "la Caixa" realizadas durante cada uno de los ejercicios.
- (4) A 30 de junio de 2014 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 562.421 miles de euros (444.000 miles de euros a 30 de junio de 2013), de las que no se había dispuesto ningún importe en los ejercicios 2013 y 2014. A 30 de junio de 2014 no se mantenían participaciones en créditos sindicados con el grupo "la Caixa" (225.000 miles de euros a 30 de junio de 2013), ni en otros préstamos (113 miles de euros a 30 de junio de 2013).
- (5) A 30 de junio de 2014 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con el grupo "la Caixa" 425.336 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (513.141 miles de euros a 30 de junio de 2013) y 113.255 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (339.235 miles de euros a 30 de junio de 2013).

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

Retribuciones al Consejo de Administración

El importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo ha ascendido a 2.228 miles de euros a 30 de junio de 2014 (2.228 miles de euros a 30 de junio de 2013).

Adicionalmente se ha devengado a 30 de junio de 2014 un importe de 3 miles de euros por otros conceptos (3 miles de euros a 30 de junio de 2013).

Los importes devengados por el Consejero Delegado por las funciones ejecutivas en concepto de retribución fija, retribución variable anual, retribución variable plurianual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 532 miles de euros, 563 miles de euros, 447 miles de euros y 3 miles de euros a 30 de junio de 2014 (522 miles de euros, 555 miles de euros, 419 miles de euros y 2 miles de euros a 30 de junio de 2013).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 164 miles de euros a 30 de junio de 2014 (162 miles de euros a 30 de junio de 2013).

Retribuciones al Personal directivo

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

Los importes devengados por el personal directivo en concepto de retribución han ascendido a 4.719 miles de euros a 30 de junio de 2014 (4.425 miles de euros a 30 de junio de 2013).

En el importe de retribución a 30 de junio de 2014 se incluyen 120 miles de euros (132 miles de euros a 30 de junio 2013) percibidos en acciones de Gas Natural SDG, S.A, de acuerdo al Plan de adquisición de acciones.



Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida han ascendido a 1.109 miles de euros a 30 de junio de 2014 (1.049 miles de euros a 30 de junio de 2013).

Operaciones con miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo

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

Nota 18. Litigios y arbitrajes

En la Nota 34 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013 se detallan los principales litigios o arbitrajes en los que Gas Natural Fenosa es parte, no habiéndose producido nuevas disputas ni cambios significativos en su situación durante los primeros seis meses de 2014, salvo la finalización del procedimiento arbitral para la determinación del precio del gas suministrado por la Compañía Qatar Liquefied Gas Company Limited como consecuencia de haber alcanzado un acuerdo con este suministrador.

Nota 19. Otra información

En mayo de 2014 el Tribunal de Palermo ha establecido, como medida preventiva, la administración judicial de las sociedades participadas Gas Natural Italia Spa, Gas Natural Distribuzione Italia Spa y Gas Natural Vendita Spa, en el marco de una investigación impulsada por la Fiscalía de Palermo. Esta actuación no ha afectado a la situación de control de dichas participadas por parte de Gas Natural Fenosa, dado que la mencionada administración judicial tiene carácter temporal y está encaminada a evitar infiltraciones del crimen organizado a través de contratistas sin pretender afectar a las decisiones sobre las actividades relevantes de los negocios. En junio de 2014 Gas Natural Fenosa ha suscrito con la compañía Cheniere un nuevo acuerdo de suministro de gas natural licuado de 2 bcm anuales a partir de 2019, durante 20 años, prorrogables a 10 años más. Por otro lado, en mayo de 2014 Gas Natural Fenosa ha suscrito con la compañía chilena Minera Escondida, operada por BHP Biliton, un contrato de venta de gas natural licuado a largo plazo a partir del año 2016.

En junio de 2014 Gas Natural Fenosa y la compañía Cemig han firmado un acuerdo para la potenciación del desarrollo de la red de distribución de gas natural en Brasil. En virtud de este acuerdo condicionado al cumplimiento de determinadas cláusulas suspensivas, ambas compañías desarrollarán durante los próximos meses los esfuerzos necesarios para poder constituir un holding de distribución de gas en Brasil y acometer posibles nuevas inversiones. La sociedad holding tendrá un acuerdo de accionistas, estará participada mayoritariamente por Gas Natural Fenosa y no afectará a la situación de control de las participadas en Río de Janeiro y Sao Paulo por parte de Gas Natural Fenosa.

Nota 20. Hechos posteriores

Con efectos 1 de julio de 2014, se ha completado la segregación de la rama de actividad de generación de electricidad de origen hidráulico y térmico no nuclear en España de Gas Natural SDG, S.A. a favor de Gas Natural Fenosa Generación S.L.U. Esta operación no supondrá efecto alguno sobre los Estados financieros consolidados de Gas Natural Fenosa.

No se han producido otros hechos significativos posteriores entre el 30 de junio de 2014 y la fecha de formulación de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados.

ANEXO I: VARIACIONES EN EL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2014 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
Kromschroeder, S.A.	Reducción capital	21 de enero	2,0	44,5	Participación
Generación Eléctrica del Caribe, S.A.	Constitución	31 de enero	100,0	100,0	Global
Barras Eléctricas Generación, S.L.	Enajenación	14 de abril	44,9	-	-
Unión Fenosa International B.V.	Liquidación	8 de mayo	100,0	-	-
Energía del Río San Juan Corp.	Liquidación	12 de mayo	100,0	-	-
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo, S.L.U.	Constitución	3 de junio	100,0	100,0	Global
Alliance, S.A.	Enajenación	30 de junio	49,9	-	-
Capital Telecom Honduras, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	-
Gas Natural Telecomunicaciones, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	-
Gas Natural Telecomunicaciones Colombia, S.A.	Enajenación	30 de junio	88,2	-	-
Gas Natural Telecomunicaciones Costa Rica, S.A.	Enajenación	30 de junio	66,7	-	-
Gas Natural Telecomunicaciones El Salvador, S.A. de C.V.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	-
Gas Natural Telecomunicaciones Guatemala, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	-
Gas Natural Telecomunicaciones Nicaragua, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	-
Gas Natural Telecomunicaciones Panamá, S.A.	Enajenación	30 de junio	90,2	-	-

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

Gas Natural Fenosa

gasNatural
fenosa



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2014

1. Situación de la entidad

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

Gas Natural Fenosa es una compañía de energía integrada que suministra gas y electricidad a más de 20 millones de clientes. Su objetivo principal es proveer de energía a la sociedad para maximizar su desarrollo y su bienestar, convirtiendo la innovación, la eficiencia energética y la sostenibilidad en pilares fundamentales del modelo de negocio. Es líder en el sector energético y pionera en la integración del gas y la electricidad. Su negocio se centra en el ciclo de vida completo del gas, y en la generación, distribución y comercialización de electricidad. Además, desarrolla otras líneas de negocio, como los servicios energéticos, que favorecen la diversificación de las actividades y los ingresos, anticipándose a las nuevas tendencias del mercado, atendiendo las necesidades específicas de los clientes y ofreciéndoles un servicio integral no centrado únicamente en la venta de energía.

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



2. Evolución y resultado de los negocios

2.1. Principales hitos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014

El beneficio neto del primer semestre de 2014 alcanza los 932 millones de euros y **aumenta un 19,5%**. Este resultado incluye las plusvalías de la venta de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. y sus participadas por 252 millones de euros y un deterioro de inmovilizado por 22 millones de euros, así como su correspondiente efecto fiscal. Ajustando dichos efectos, el beneficio neto disminuiría en un 2,7% debido a los impactos del Real Decreto-ley 9/2013 y al impacto de la depreciación de las monedas, fundamentalmente latinoamericanas, en su traslación contable a euros en el proceso de consolidación.

El ebitda consolidado de los primeros seis meses de 2014 alcanza los 2.421 millones de euros con un descenso del 3,0% respecto al del mismo periodo de 2013, a pesar de la significativa contención del gasto, en un entorno macroeconómico, energético y regulatorio muy exigente, por los impactos del Real Decreto-ley 9/2013 en la actividad eléctrica en España y la depreciación de las monedas en su traslación contable a euros.

El impacto de las medidas regulatorias del Real Decreto-ley 9/2013, que entró en vigor el 14 de julio de 2013 y por tanto no tuvo impacto en el primer semestre de 2013, asciende a 132 millones de euros en el ebitda y afecta a las actividades de distribución y generación de electricidad en España.

El pasado 5 de julio de 2014 fue publicado el Real Decreto-ley 8/2014 que incluye, entre otras disposiciones, una serie de ajustes a la retribución de las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014. Dichos ajustes incluyen una modificación de la retribución de las actividades de distribución y transporte de gas que, en el caso de Gas Natural Fenosa, supone una reducción de la retribución de aproximadamente 45 millones de euros en el ejercicio 2014 y se estima que no alterarán significativamente la actividad de expansión prevista para la actividad de distribución de gas en España.

El impacto en el ebitda de la depreciación de las monedas en su traslación a euros es 76 millones de euros superior al del primer semestre de 2013 y ha sido causado, fundamentalmente, por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.

Gas Natural Fenosa ha firmado un contrato de venta de gas natural licuado (GNL) en Chile a partir del año 2016, que amplía la presencia en la Cuenca Atlántica. Asimismo, se ha firmado con Cheniere un nuevo acuerdo de aprovisionamiento de GNL con libertad de destino que se prevé que la primera entrega de gas se realice en 2019.

Continúa el desapalancamiento del grupo y la deuda financiera neta alcanza a 30 de junio de 2014 los 13.472 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 46,6% y un ratio Deuda financiera neta/ebitda en 2,8 veces. La reestructuración progresiva de la deuda financiera permite una óptima adaptación al perfil de los negocios, consolidándose como un elemento clave en la creación sostenida de valor.



2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	12.154	12.531	(3,0)
Ebitda ¹	2.421	2.497	(3,0)
Beneficio de explotación	1.762	1.584	11,2
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	932	780	19,5
Flujos de efectivo actividades explotación	1.413	1.756	(19,5)
Inversiones	693	655	5,8
Patrimonio neto (a 30/06)	15.437	14.944	3,3
Patrimonio neto atribuido (a 30/06)	13.927	13.423	3,8
Deuda financiera neta (a 30/06)	13.472	14.743	(8,6)

¹ Ebitda = Beneficio de explotación + Amortizaciones + Provisiones operativas - Otros Resultados

Principales ratios financieros

	2014	2013
Endeudamiento ¹	46,6%	49,7%
Ebitda / Resultado financiero	6,1x	6,5x
Deuda financiera neta / Ebitda	2,8x	3,0x
Ratio de liquidez ²	1,3x	1,8x
Ratio de solvencia ³	1,1x	1,2x
Rentabilidad sobre el patrimonio neto ⁴	11,5%	10,8%
Retorno de los activos ⁵	3,6%	3,2%

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

² Activos corrientes/Pasivos corrientes

³ (Patrimonio neto+ Pasivos no corrientes)/Activos no corrientes

⁴ ROE: Resultado atribuible/Patrimonio neto atribuido

⁵ ROA: Resultado atribuible/Total activos

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2014	2013
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 30/06 (euros)	23,07	15,49
Capitalización bursátil a 30/06 (millones de euros)	23.086	15.501
Beneficio por acción (euros)	0,93	0,78
Patrimonio neto atribuible por acción (euros)	13,92	13,43
Relación cotización-beneficio (PER)	14,4x	10,7x
EV/ Ebitda ¹	7,7x	6,2x

¹ EV: Valor Empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta



Principales magnitudes físicas

	2014	2013	%
Distribución gas Europa:			
Ventas - ATR ¹	89.404	104.179	(14,2)
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	5.654	5.594	1,1
Distribución electricidad Europa:			
Ventas - ATR ¹	17.343	17.640	(1,7)
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	4.522	4.513	0,2
TIEPI ² (minutos)	27	23	17,4
Gas:			
Suministro de gas (GWh):	159.465	159.361	0,1
España	100.021	111.527	(10,3)
Minoristas Italia	1.781	1.838	(3,1)
Resto	57.663	45.996	25,4
Unión Fenosa Gas ³ :			
Comercialización de gas en España (GWh)	9.702	11.881	(18,3)
Resto de ventas de gas (GWh)	5.759	4.888	17,8
Transporte de gas – EMPL (GWh)	61.547	65.303	(5,8)
Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	13.988	14.619	(4,3)
España:	13.716	14.349	(4,4)
Hidráulica	2.984	3.198	(6,7)
Nuclear	2.088	1.999	4,5
Carbón	1.497	1.336	12,1
Ciclos combinados	5.940	6.573	(9,6)
Renovable y Cogeneración	1.207	1.243	(2,9)
Resto:			
Fuel – gas	272	270	0,7
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.235	12.145	0,7
España:	12.123	12.033	0,7
Hidráulica	1.949	1.914	1,8
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.048	0,8
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Renovable y Cogeneración	902	864	4,4
Resto:			
Fuel – gas	112	112	-

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España

³ Magnitudes al 50% (porcentaje de participación), sociedad integrada por el método participación



	2014	2013	%
Latinoamérica:			
Distribución de gas:			
Ventas - ATR ¹	121.887	116.263	4,8
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	6.447	6.196	4,1
Distribución de electricidad:			
Ventas - ATR ¹	8.372	8.162	2,6
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	2.965	2.869	3,3
Energía eléctrica producida (GWh):	8.589	8.841	(2,9)
Hidráulica	98	116	(15,5)
Ciclos combinados	8.114	8.088	0,3
Fuel – gas	377	637	(40,8)
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.317	2.317	-
Hidráulica	73	73	-
Ciclos combinados	2.035	2.035	-
Fuel – gas	209	209	-

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

2.3. Análisis de resultados consolidado

Importe neto de la cifra de negocios

	2014 %s/total		2013 %s/total		% 2014/2013
Distribución de gas Europa	778	6,4	814	6,5	(4,4)
<i>España</i>	630	5,2	634	5,1	(0,6)
<i>Resto</i>	148	1,2	180	1,4	(17,8)
Distribución de electricidad Europa	525	4,3	545	4,3	(3,7)
<i>España</i>	409	3,3	418	3,3	(2,2)
<i>Resto</i>	116	1,0	127	1,0	(8,7)
Gas	6.129	50,4	6.213	49,6	(1,4)
<i>Infraestructuras</i>	154	1,3	160	1,3	(3,8)
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	5.975	49,1	6.053	48,3	(1,3)
Electricidad	2.812	23,1	2.960	23,6	(5,0)
<i>España</i>	2.764	22,7	2.908	23,2	(5,0)
<i>Resto</i>	48	0,4	52	0,4	(7,7)
Latinoamérica	3.103	25,5	3.224	25,7	(3,8)
<i>Distribución de gas</i>	1.600	13,2	1.708	13,6	(6,3)
<i>Distribución de electricidad</i>	1.075	8,8	1.107	8,8	(2,9)
<i>Electricidad</i>	428	3,5	409	3,3	4,6
Otras actividades	349	2,9	243	1,9	43,6
Ajustes de consolidación	(1.542)	(12,6)	(1.468)	(11,6)	5,0
Total	12.154	100	12.531	100	(3,0)

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2014 asciende a 12.154 millones de euros y registra una disminución del 3,0% respecto al del año anterior, principalmente debido al efecto negativo en el tipo de cambio de la devaluación de las monedas locales latinoamericanas y a la disminución de los ingresos en generación de electricidad en España.

Ebitda

	2014 %s/total		2013 %s/total		% 2014/2013
Distribución de gas Europa	498	20,6	503	20,1	(1,0)
<i>España</i>	452	18,7	452	18,1	-
<i>Resto</i>	46	1,9	51	2,0	(9,8)
Distribución de electricidad Europa	305	12,6	316	12,7	(3,5)
<i>España</i>	287	11,9	296	11,9	(3,0)
<i>Resto</i>	18	0,7	20	0,8	(10,0)
Gas	622	25,7	580	23,2	7,2
<i>Infraestructuras</i>	140	5,8	135	5,4	3,7
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	482	19,9	445	17,8	8,3
Electricidad	377	15,6	429	17,2	(12,1)
<i>España</i>	372	15,4	422	16,9	(11,8)
<i>Resto</i>	5	0,2	7	0,3	(28,6)
Latinoamérica	546	22,6	620	24,8	(11,9)
<i>Distribución de gas</i>	299	12,4	355	14,2	(15,8)
<i>Distribución de electricidad</i>	151	6,2	165	6,6	(8,5)
<i>Electricidad</i>	96	4,0	100	4,0	(4,0)
Otras actividades	73	2,9	49	2,0	49,0
Total	2.421	100	2.497	100	(3,0)

El ebitda consolidado de los primeros seis meses de 2014 alcanza los 2.421 millones de euros, con una disminución del 3,0% respecto al del mismo periodo del ejercicio anterior, a pesar de la significativa contención del gasto, en un entorno macroeconómico, energético y regulatorio muy exigente, por los impactos del RDL 9/2013 en la actividad eléctrica en España y la depreciación de las monedas en su traslación contable a euros.

El impacto de las medidas regulatorias del Real Decreto-ley 9/2013, que entró en vigor el 14 de julio de 2013 y por tanto no tuvo impacto en el primer semestre de 2013, asciende a 132 millones de euros en el ebitda y afecta a las actividades de distribución y generación de electricidad en España.

Asimismo, la depreciación de las monedas en su traslación a euros ha tenido un impacto negativo en el ebitda 76 millones de euros superior al del primer semestre de 2013 y ha sido causado, fundamentalmente, por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye en un 6,5% debido a la traslación a euros de las monedas y representa un 40,9% del total consolidado frente a un 42,3% en el mismo periodo del año anterior. Por el otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España desciende un 0,5% y representa el 59,1% del total consolidado.

Resultado de explotación

	2014 %s/total		2013 %s/total		% 2014/2013
Distribución de gas Europa	333	18,9	346	21,8	(3,8)
<i>España</i>	304	17,3	310	19,5	(1,9)
<i>Resto</i>	29	1,6	36	2,3	(19,4)
Distribución de electricidad Europa	198	11,2	207	13,1	(4,3)
<i>España</i>	183	10,3	190	12,0	(3,7)
<i>Resto</i>	15	0,9	17	1,1	(11,8)
Gas	538	30,5	501	31,6	7,4
<i>Infraestructuras</i>	101	5,7	91	5,7	11,0
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	437	24,8	410	25,9	6,6
Electricidad	88	5,0	124	7,8	(29,0)
<i>España</i>	85	4,8	119	7,5	(28,6)
<i>Resto</i>	3	0,2	5	0,3	(40,0)
Latinoamérica	361	20,5	418	26,4	(13,6)
<i>Distribución de gas</i>	241	13,7	290	18,3	(16,9)
<i>Distribución de electricidad</i>	70	4,0	75	4,7	(6,7)
<i>Electricidad</i>	50	2,8	53	3,4	(5,7)
Otras actividades	244	13,9	(12)	(0,7)	-
Total	1.762	100	1.584	100	11,2

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro de inmovilizado hasta el 30 de junio de 2014 ascienden a 796 millones de euros y registran un descenso del 1,4%.

Las provisiones se sitúan en 116 millones de euros frente a 114 millones de euros en 2013.

Finalmente, unos resultados procedentes de la enajenación de activos de 253 millones de euros (8 millones de euros en 2013) sitúan el beneficio operativo en 1.762 millones de euros, un 11,2% superior al del año anterior.



Resultado financiero

El resultado financiero de los primeros seis meses de 2014 es de 398 millones de euros (386 millones de euros en 2013) un 3,1% superior al del mismo periodo del ejercicio anterior.

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

A partir del 1 de enero de 2014 por aplicación obligatoria de la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" se realiza el cambio de método de consolidación aplicable básicamente a Unión Fenosa Gas, Ecoeléctrica (central de ciclo combinado ubicada en Puerto Rico), Nueva Generadora del Sur (central de ciclo combinado ubicada en España) y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de generación eléctrica renovable y cogeneración en España.

En el primer semestre de 2014 el resultado es de menos 12 millones de euros frente a menos 35 millones de euros en el mismo semestre del año anterior. Las partidas más relevantes es la aportación positiva de 26 millones de euros de Ecoeléctrica (19 millones de euros en el año anterior) y el subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de 35 millones de euros (61 millones de euros negativos en el primer semestre de 2013).

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, la producción fue superior al primer semestre del año anterior como consecuencia del mayor despacho por parte de la autoridad eléctrica de ese país. Por el contrario, la disponibilidad fue inferior al mismo período del año anterior debido a la mayor duración de la revisión programada relativa a la reparación anual del generador de la unidad 2.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas en el primer semestre de 2014 ha alcanzado un volumen de 19.403 GWh frente a los 23.762 GWh registrados en el semestre del año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 11.518 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, lo que supone un incremento (+17,8%) con respecto al mismo período del año anterior. En el entorno descrito el ebitda de las sociedades del subgrupo Unión Fenosa Gas por su porcentaje atribuido en el primer semestre de 2014 asciende a 59 millones de euros (78 millones de euros en el primer semestre de 2013).

Impuesto sobre beneficios

Gas Natural Fenosa tributa en España en el régimen de consolidación fiscal, teniendo la consideración de sujeto pasivo el grupo fiscal, determinando su base imponible por la agregación de las bases imponibles de las sociedades integrantes del grupo. El resto de sociedades residentes en España que no forman parte del régimen especial tributan de forma independiente y las no residentes tributan en cada uno de los países en que operan, aplicándose el tipo de gravamen vigente en el impuesto sobre sociedades (o impuesto equivalente) sobre los beneficios del período.

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 2014 y de 2013 ha ascendido al 24,5% y 23,5% 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.

Intereses minoritarios

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

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en los primeros seis meses de 2014 asciende a 89 millones de euros, cifra 21 millones de euros inferior a la del mismo periodo del año anterior.

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2014	2013	%
Inversiones materiales e intangibles	666	577	15,4
Inversiones financieras	27	78	(65,4)
Total inversiones	693	655	5,8

Las inversiones materiales e intangibles del período alcanzan los 666 millones de euros, con un incremento del 15,4% respecto a las del año anterior. Este crecimiento se debe fundamentalmente a la incorporación del buque metanero Ribera del Duero en marzo de 2014 de 170.000 m³ de capacidad, bajo régimen de arrendamiento financiero, por 177 millones de euros.

Las inversiones financieras de 2014 corresponden, básicamente, a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 en la construcción de la central hidráulica de Torito de 50 MW de potencia.

Las inversiones financieras de 2013 correspondían, fundamentalmente, a la adquisición de una participación del 10,0% (junto con el % proporcional del préstamo del accionista) en Medgaz por un total de 62 millones de euros y a las inversiones realizadas en Costa Rica por 13 millones de euros.

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

	2014	2013	%
Distribución de gas Europa	125	119	5,0
<i>España</i>	116	110	5,5
<i>Resto</i>	9	9	-
Distribución de electricidad Europa	65	84	(22,6)
<i>España</i>	60	81	(25,9)
<i>Resto</i>	5	3	66,7
Gas	190	12	-
<i>Infraestructuras</i>	180	5	-
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	10	7	42,9
Electricidad	47	83	(43,4)
<i>España</i>	47	83	(43,4)
<i>Resto</i>	-	-	-
Latinoamérica	191	220	(13,2)
<i>Distribución de gas</i>	75	74	1,4
<i>Distribución de electricidad</i>	49	53	(7,5)
<i>Electricidad</i>	67	93	(28,0)
Otras actividades	48	59	(18,6)
Total inversiones materiales e intangibles	666	577	15,4

El principal foco inversor se sitúa en Latinoamérica con el 28,7% del total consolidado, seguido por la actividad de Infraestructuras de gas debido a la incorporación de un nuevo buque metanero a la flota de Gas Natural Fenosa. En el ámbito de la distribución regulada en España, aumentan 5,5% en gas y disminuyen un 25,9% en electricidad.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España, excluyendo el buque metanero, disminuyen un 13,9%.

En Latinoamérica, México es el principal foco de inversión por la construcción del parque eólico de 234 MW de potencia, ya finalizándose y con una parte del parque generando en régimen de pruebas.

Patrimonio neto

La aplicación del resultado del ejercicio 2013 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 11 de abril de 2014 supone destinar 898 millones de euros a dividendos y alcanzar un *pay out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos superior al 4,8% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2013 de 18,695 euros por acción.

Consecuentemente y atendiendo al número de acciones en circulación (1.000.689.341) supone distribuir un dividendo bruto total de 0,897 euros por acción, del que el 8 de enero de 2014 se abonó el dividendo a cuenta de 0,393 euros por acción y el 1 de julio de 2014 el dividendo complementario de 0,504 euros por acción, ambos en efectivo.

A 30 de junio de 2014 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 15.437 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 13.927 millones de euros y representa un crecimiento del 3,8% respecto al 30 de junio de 2013.

Deuda financiera neta

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	30.06.14	30.06.13	%
Deuda financiera neta	13.472	14.743	(8,6)

A 30 de junio de 2014 la deuda financiera neta alcanza los 13.472 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 46,6%.

Los ratios de Deuda financiera neta/Ebitda y Ebitda/Resultado financiero se sitúan a 30 de junio de 2014 en 2,8x y en 6,1x, respectivamente.

Desde que el pasado 11 de enero de 2011 el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) procediera a la emisión inaugural de bonos respaldados por los derechos cedidos del sistema eléctrico, se han emitido entre emisiones y ampliaciones 25.301 millones de euros. Gas Natural Fenosa ha recibido la parte correspondiente por un importe agregado de 2.873 millones de euros.

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2014	2015	2016	2017	Post 2018
Vencimientos de la deuda neta	122	785	683	2.077	9.805

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 30 de junio de 2014.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 93,3% tiene vencimiento igual o posterior al año 2016. La vida media de la deuda neta se sitúa en alrededor de 5 años.



Considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas, el 79,5% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 20,5% restante a tipo variable. El 5,2% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 94,8% restante a largo plazo.

En el mes de marzo de 2014 se colocó una emisión de bonos en el mercado de capitales a diez años por un importe de 500 millones de euros con un cupón anual del 2,875%.

El importe agregado emitido bajo el programa EMTN asciende a 12.755 millones de euros.

Durante el primer semestre del ejercicio se ha continuado con la formalización de nuevas líneas de financiación bancarias, lo que ha permitido mantener las disponibilidades financieras en este mercado.

El 9 de julio de 2013 Gas Natural Fenosa firmó el primer tramo de un préstamo por importe total de 475 millones de euros con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), destinado a financiar parte del plan de inversiones del negocio de transporte y distribución de Unión Fenosa Distribución, entre los ejercicios 2012 y 2015. El préstamo se distribuye en dos tramos, el primero por importe de 250 millones de euros con garantía de Unión Fenosa Distribución, a 8 años, el cual fue dispuesto el mes de julio de 2013, y un segundo por importe de 225 millones de euros todavía no dispuesto.

El préstamo del BEI pone de manifiesto la solidez del proyecto de Gas Natural Fenosa, que cumple con los estándares de viabilidad, calidad y medioambiente que exige el BEI.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2014 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	30.06.2014	%
EUR	11.572	85,9
US\$	994	7,4
COP	542	4,0
MXN	267	2,0
BRL	97	0,7
Total deuda financiera neta	13.472	100,0

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

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

Liquidez y recursos de capital

A 30 de junio de 2014 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 12.807 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuente de liquidez	Disponibilidad 2014
Líneas de crédito comprometidas	6.919
Líneas de crédito no comprometidas	135
Préstamos no dispuestos	225
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	5.528
Total	12.807

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2014 se sitúan en 2.228 millones de euros e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de 1.245 millones de euros tras la ampliación del programa el pasado 30 de mayo de 2.013 en 2.000 millones de euros adicionales hasta los 14.000 millones de euros actuales, el programa de *Euro Commercial Paper* (ECP) por 567 millones de euros y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores y de Valores Comerciales en Panamá así como el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia, que conjuntamente suponen 416 millones de euros.

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Distribución gas Europa

2.5.1 Distribución gas España

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	630	634	(0,6)
Aprovisionamientos	(10)	(14)	(28,6)
Gastos de personal, neto	(38)	(39)	(2,6)
Otros gastos/ingresos	(130)	(129)	0,8
Ebitda	452	452	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(144)	(142)	1,4
Dotación a provisiones	(4)	-	-
Resultado de explotación	304	310	(1,9)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 630 millones de euros similar al del mismo periodo del ejercicio anterior y en línea con el crecimiento de la retribución, afectado por la atonía de la demanda de gas. El ebitda se sitúa en los 452 millones de euros.



Principales magnitudes

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

	2014	2013	%
Ventas – ATR (GWh)	87.212	101.785	(14,3)
Red de distribución (Km)	48.258	47.143	2,4
Incremento de puntos de suministro, en miles	26	19	36,8
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.198	5.143	1,1

Las ventas de la actividad regulada de gas de Gas Natural Fenosa en España en su conjunto descienden en un 14,3% (14.573 GWh).

La demanda de gas sujeta a remuneración de distribución menor a 60 bares ha disminuido en un 15,7% por un primer trimestre de climatología desfavorable en el mercado residencial, siendo el trimestre más cálido de los últimos quince años, con un diferencial de 178 grados-día así como por la disminución de demanda en el mercado industrial de la cogeneración afectada por las nuevas medidas regulatorias.

Las ventas de transporte secundario decrecen un 43,4% por la disminución significativa del consumo de los ciclos y la mayor producción con energías renovables.

Gas Natural Fenosa continúa con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro a pesar de la baja actividad en el mercado de nueva edificación.

La red de distribución se incrementa en los primeros seis meses de 2014 en 422 km, permitiendo la gasificación de 20 nuevos municipios, con un total de 1.119 municipios.

Con fecha 30 de diciembre de 2013 se publicó la Orden IET/2446/2013 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 2014. La retribución reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2014 en las actividades de distribución y transporte asciende a 1.108 millones de euros.

El pasado 5 de julio de 2014 fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, que incluye, entre otras disposiciones, una serie de ajustes a la retribución de las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014. Se trata de una revisión regulatoria del sector del gas natural que tiene como objetivo actualizar distintos parámetros y solucionar el incipiente déficit de tarifa del sector.

Dichos ajustes incluyen una modificación de la retribución de las actividades de distribución y transporte de gas que, en el caso de Gas Natural Fenosa, supone una reducción de la retribución de aproximadamente 45 millones de euros en el ejercicio 2014.

Los ajustes anunciados recogen también el establecimiento de un marco regulatorio estable, con un horizonte temporal hasta el año 2020, y que incorpora un mecanismo de retribución de la distribución de gas que permitirá un aumento acompasado de la retribución y de los ingresos del sistema y, por lo tanto, mantendrá el incentivo al crecimiento de la red de distribución y a la captación de nuevos clientes.

2.5.2 Distribución gas resto (Italia)

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	148	180	(17,8)
Aprovisionamientos	(80)	(107)	(25,2)
Gastos de personal, neto	(8)	(8)	-
Otros gastos/ingresos	(14)	(14)	-
Ebitda	46	51	(9,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(13)	(13)	-
Dotación a provisiones	(4)	(2)	-
Resultado de explotación	29	36	(19,4)

El ebitda alcanza los 46 millones de euros, un 9,8% inferior respecto al del mismo período del año anterior.

La reducción en el semestre se debe fundamentalmente a dos efectos producidos en el primer trimestre de 2014, por un lado a los nuevos modelos regulatorios de retribución 2014-2019 que minoran la remuneración de la distribución y de la comercialización que provocan un menor margen de comercialización en períodos de mayor consumo y, por otro lado, a las menores ventas en el mercado doméstico debido a las temperaturas cálidas de inicio año.

Principales magnitudes

	2014	2013	%
Ventas – ATR (GWh)	2.192	2.394	(8,4)
Red de distribución (Km)	7.005	6.900	1,5
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	456	451	1,1
Comercialización minorista de gas (GWh)	1.781	1.838	(3,1)

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.192 GWh, con una disminución del 8,4% respecto al año 2013 y la comercialización al mercado minorista disminuye un 3,1% alcanzando 1.781 GWh, debido fundamentalmente a factores climatológicos.

La red de distribución al 30 de junio de 2014 asciende a 7.005 km, con un aumento de 105 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 455.662 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un crecimiento del 1,1% respecto al 30 de junio de 2013.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa en Italia ha alcanzado la cifra de 518.410 contratos activos de gas, electricidad y servicios, un 7,5% mayor que a la misma fecha del año anterior.

Distribución electricidad Europa

2.5.3 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

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	409	418	(2,2)
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(53)	(53)	-
Otros gastos/ingresos	(69)	(69)	-
Ebitda	287	296	(3,0)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(102)	(105)	(2,9)
Dotación a provisiones	(2)	(1)	-
Resultado de explotación	183	190	(3,7)

La Orden IET/107/2014, de 1 de febrero, establece la retribución para la actividad de transporte, distribución y gestión comercial para la distribuidora de electricidad de Gas Natural Fenosa, junto con el resto de agentes. Dicha retribución recoge las modificaciones establecidas por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, reconociendo las inversiones realizadas en el año 2012.

El ebitda de los primeros seis meses de 2014 alcanza los 287 millones de euros con un descenso del 3,0% con respecto a 2013. El importe neto de la cifra de negocio se ve reducido en un 2,2% por los efectos derivados de la nueva regulación. La evolución mencionada de la cifra de negocio se mantiene por el comportamiento plano de los gastos, tanto operativos como de personal.

Principales magnitudes

	2014	2013	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	16.038	16.362	(2,0)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.670	3.672	(0,1)
TIEPI (minutos)	27	23	17,4
Índice de pérdidas de red (%)	8,5	8,6	(1,2)

La energía suministrada disminuye un 2,0%, por encima de la caída de la demanda de distribución nacional que se situó en junio de 2014 en 119.292 Gwh (120.772 Gwh en el mismo periodo de 2013) lo que supone una disminución del 1,2% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

El número de puntos de se mantiene en el mismo nivel que el año anterior alcanzando los 3.670.000.

La calidad de suministro, en Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI), alcanza valores superiores a los del mismo periodo del año anterior debido a la peor climatología pero acorde con la media de los últimos años, debido al buen funcionamiento de las instalaciones, consecuencia del mantenimiento del proceso inversor, la arquitectura de red implantada y los planes sistemáticos de operación y mantenimiento.

2.5.4 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

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	116	127	(8,7)
Aprovisionamientos	(89)	(98)	(9,2)
Gastos de personal, neto	(3)	(4)	(25,0)
Otros gastos/ingresos	(6)	(5)	(20,0)
Ebitda	18	20	(10,0)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(3)	(3)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	15	17	(11,8)

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.

La disminución del ebitda en el primer semestre de 2014 frente el mismo período del año anterior se debe a la depreciación de la moneda local frente al euro. La tasa media de cambio para este periodo es de 18,55 lei/euro frente a 16,13 lei/euro en el mismo período del 2013. Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el crecimiento del ebitda es del 6,8% por mejora en los indicadores de pérdidas, mejoras de eficiencia y contención de gastos.

Principales magnitudes

	2014	2013	%
Ventas actividad de electricidad (GWh) – ventas a tarifa	1.305	1.278	2,1
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	852	841	1,3
Índice de pérdidas de red (%)	9,5	10,9	(12,8)

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 ligero incremento del 2,1% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas compensada por la disminución del consumo derivado de una climatología más benigna en 2014 respecto al 2013.
- Los puntos de suministro alcanzan los 852.190, lo que supone un crecimiento del 1,3% respecto al cierre de junio de 2013 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.
- En el segundo trimestre de 2014 el nivel de pérdidas ha aumentado ligeramente frente al mismo periodo del 2013 por una menor cantidad de energía recuperada por fraude con 1,7 GWh. Sin embargo, el indicador de pérdidas de red en primer semestre de 2014 evoluciona favorablemente, lo que permite maximizar los ingresos regulados de la actividad.

Gas

2.5.5 Infraestructuras

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	154	160	(3,8)
Aprovisionamientos	(5)	(13)	(61,5)
Gastos de personal, neto	(2)	(2)	-
Otros gastos/ingresos	(7)	(10)	(30,0)
Ebitda	140	135	3,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(39)	(44)	(11,4)
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	101	91	11,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2014 alcanza los 154 millones de euros, con una disminución del 3,8%.

El ebitda de 2014 se eleva hasta los 140 millones de euros, un 3,7% superior al del mismo periodo del año anterior debido principalmente al incremento de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa en el año 2014 y a la optimización logística de la flota.

Principales magnitudes

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

	2014	2013	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	61.547	65.303	(5,8)
Portugal-Marruecos	17.681	18.629	(5,1)
España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	43.866	46.674	(6,0)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 61.547 GWh, un 5,8% inferior al año anterior, por un menor volumen de gas vehiculado debido a las menores entregas realizadas por Argelia. De esta cifra, 43.866 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 17.681 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa adquirió en 2013 un 14,95% de participación en Medgaz, S.A. 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 está asociada a un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa durante el primer semestre ascienden a 4.505 GWh.

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) no ha concluido. En enero de 2013, la Secretaría de Estado de Medioambiente otorgó 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 suspendido la tramitación de la Autorización Ambiental Unificada de los proyectos Marismas Oriental y Aznalcázar; expresando sus dudas acerca de que se hayan evaluado las afecciones sinérgicas de los proyectos entre sí y solicitando al Ministerio de Medioambiente completar dicha evaluación antes de emitir dichos permisos medioambientales pendientes.

2.5.6 Aprovechamiento 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 la comercialización minorista en España, y la comercialización de gas a tarifa de último recurso en España.

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.975	6.053	(1,3)
Aprovechamientos	(5.366)	(5.490)	(2,3)
Gastos de personal, neto	(29)	(26)	11,5
Otros gastos/ingresos	(98)	(92)	6,5
Ebitda	482	445	8,3
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(10)	(9)	11,1
Dotación a provisiones	(35)	(26)	34,6
Resultado de explotación	437	410	6,6

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 5.975 millones de euros, lo que supone un descenso del 1,3% respecto al del año anterior. El ebitda registra unos resultados de 482 millones de euros, con un aumento del 8,3% fundamentalmente debido a las mayores ventas en el mercado exterior.

Entorno de mercado

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

	2014	2013	%
Brent (USD/bbl)	108,9	107,5	1,3
Henry Hub (USD/MMBtu)	4,6	3,7	24,3
NBP (USD/MMBtu)	8,8	10,8	(18,5)
TTF (€/MWh)	23,6	26,7	(11,6)

Principales magnitudes

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

	2014	2013	%
Suministro de gas (GWh):	157.684	157.523	0,1
España:	100.021	111.527	(10,3)
Comercialización Gas Natural Fenosa	72.031	78.921	(8,7)
Residencial	15.442	18.581	(16,9)
Industrial	49.749	51.516	(3,4)
Electricidad	6.840	8.824	(22,5)
Aprovisionamiento a terceros	27.990	32.606	(14,2)
Internacional:	57.663	45.996	25,4
Europa	21.765	15.275	42,5
Resto exterior	35.898	30.721	16,9
Contratos mantenimiento, en miles (a 30/06)	2.391	1.985	20,5
Cuota de mercado comercialización España	47,3%	45,7%	3,5

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español alcanza los 100.021 GWh, con un descenso del 10,3% respecto a la del mismo período del año anterior, por una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-8,7%), debido fundamentalmente, al menor consumo de los ciclos combinados y por un menor aprovisionamiento a terceros (-14,2%).

Asimismo la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los periodos anteriores y alcanza los 57.663 GWh con un aumento del 25,4% con respecto al mismo período del año anterior.

En Portugal, Gas Natural Fenosa a través de su filial Gas Natural Comercializadora ha alcanzado una cuota en el mercado de gas del 17%, según datos publicados por el Ente Regulador de Portugal (ERSE), lo que le mantiene como el segundo operador del país. En el mercado industrial, donde se centran sus actividades, la cuota estimada es superior al 20%. Con ello consolida su liderazgo en la península ibérica en puertas de la creación del mercado único ibérico (MIBGAS). Asimismo, se consolida como el primer operador extranjero en Portugal disponiendo de una cartera de contratos industriales de 6,5 TWh/año.

Gas Natural Fenosa ha contratado la cantidad de 14,0 TWh de almacenamiento subterráneo para el período de abril 2014 a marzo 2015, que supone más del 52% de la capacidad de almacenamiento puesta a disposición del mercado. Esta contratación avala el compromiso de Gas Natural Fenosa con los clientes y el sistema gasista español.



Gas Natural Fenosa a través de su filial Gas Natural Comercializadora, ha participado en la subasta de Gas Operación siendo adjudicataria de 550 GWh/a, equivalente al 55% de la cantidad subastada. Así mismo ha participado en el mes de junio en la Subasta de Gas Colchón donde le ha sido adjudicado 146 GWh/a equivalente al 9.7% de la cantidad subastada.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con 2.716 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 19,9 TWh anuales.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica y Luxemburgo con 462 puntos de suministro, que representan una cartera contratada de 6,3 TWh anuales. En Holanda se afianza la posición con 284 puntos de suministro y 5,1 TWh de cartera. En Alemania, donde se empezó la actividad a finales del año 2012 ya se han contratado 145 puntos de suministro y 1,4 TWh de cartera.

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 ha conseguido en el mercado mayorista de Italia una cartera contratada de 6,4 TWh/año a cierre de junio de 2014.

En relación al mercado exterior continúa la diversificación de mercados con ventas de gas en América (Caribe y Sur) y Asia (Japón, India y Corea del Sur). Se consolida así nuestra presencia en los principales mercados de GNL internacionales con una posición a medio plazo en países en crecimiento o países líderes en el mercado del GNL.

En esa línea, se ha firmado un nuevo contrato de venta de GNL en Chile, ampliando así nuestra presencia en la Cuenca Atlántica. El contrato de largo plazo y conseguido en un proceso competitivo se ha suscrito con la firma chilena Minera Escondida, operada por BHP Billiton, a la que suministrará gas natural licuado (GNL) a partir del año 2016 para la central de ciclo combinado de Kelar. Las primeras entregas de GNL en la terminal de la localidad de Mejillones coincidirán con el inicio de la operación de la central eléctrica de Kelar, actualmente en construcción.

En el área de aprovisionamientos, Gas Natural Fenosa ha firmado con la compañía norteamericana Cheniere un nuevo contrato de aprovisionamiento de gas natural licuado (GNL), según el cual la sociedad norteamericana le suministrará 2 bcm anuales con libertad de destino mundial, procedentes de su planta de licuefacción Corpus Christi, proyectada en Texas. El acuerdo suscrito tiene una duración inicial de 20 años, prorrogables a 10 más, y prevé que la primera entrega de gas se realice en 2019, una vez concluida la construcción y puesta en operación del segundo tren de la planta de Corpus Christi. La culminación de este acuerdo está condicionada a que el proyecto de construcción de la planta tejana reciba autorización regulatoria y se garanticen los recursos necesarios para su financiación.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa ha alcanzando la cifra de 11,3 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios. Se ha superado los 1,4 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 y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado residencial de 783.000 nuevos contratos. El 1 de abril de 2014 entró en vigor el nuevo modelo de tarificación para los clientes de electricidad acogidos al Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC, antigua TUR). Gas Natural Fenosa, a través de su comercializadora de referencia, Gas Natural SUR, cuenta con cerca de 2,6 millones de clientes acogidos a esta tarifa.

En España, en el mercado de la pequeña y mediana empresa se ha lanzado el servicio de Optimización de potencia a los clientes que tenemos en cartera, que consiste en asesorar de forma personalizada a cada cliente si la potencia que tiene contratada se ajusta a sus



necesidades. Se continúa con la actividad de expansión en Portugal, superando a cierre de este segundo trimestre los 21.000 contratos.

Gas Natural Fenosa ha ampliado el portfolio de servicios residenciales de mantenimiento, incorporando nuevas modalidades. La cartera de servicios ha superado los 2,4 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 136 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online* permite incrementar las prestaciones y calidad de este servicio.

Este desempeño ha hecho crecer la cartera de contratos en el segmento minorista en un 6% en términos homogéneos respecto al 30 de junio de 2013.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la incorporación de funcionalidades y usuarios en la oficina virtual, donde se puede realizar contratación de productos y servicios *online*.

Gas Natural Fenosa continúa con el desarrollo de una infraestructura de carga pública para vehículos de gas natural comprimido y gas natural licuado. Se ha presentado la estación de carga para autobuses urbanos de Guadalajara, es una estación mixta abierta al público y podrá abastecer a cualquier tipo de vehículo de gas natural comprimido (GNC). Con esta estación, Gas Natural Fenosa cuenta con 37 estaciones de carga para gas natural vehicular y se sitúa a la cabeza de Europa como propietario de estaciones de carga de gas natural líquido.

Desde el área de Soluciones Energéticas se continúa trabajando en la ampliación de la cartera de nuevos productos y servicios de valor añadido, lanzando en 2014 dos nuevos servicios energéticos mejorando y completando la oferta de Gas Natural Fenosa.

Electricidad

2.5.7 Electricidad España

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.764	2.908	(5,0)
Aprovisionamientos	(2.001)	(2.073)	(3,5)
Gastos de personal, neto	(72)	(79)	(8,9)
Otros gastos/ingresos	(319)	(334)	(4,5)
Ebitda	372	422	(11,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(274)	(280)	(2,1)
Dotación a provisiones	(13)	(23)	(43,5)
Resultado de explotación	85	119	(28,6)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en el primer semestre de 2014 alcanza los 2.764 millones de euros, inferior en un 5,0% a la cifra del mismo período del año anterior.

En términos de ebitda los resultados obtenidos en el primer semestre del año se elevan a 372 millones de euros con un descenso del 11,8% respecto al año anterior.

Este descenso ha venido motivado fundamentalmente por la evolución de los precios de los mercados de combustible, el menor precio eléctrico del mercado mayorista resultado de un cambio de *mix* de producción (mayor producción hidráulica) y las medidas fiscales y regulatorias (aprobadas en la Ley 15/2012 y Real Decreto-ley 9/2013) que han afectado a la generación eléctrica.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó en los primeros seis meses del año los 120.987 GWh, disminuyendo un 1,2% frente al mismo periodo del pasado año. En términos de demanda neta, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, la demanda aumenta un 0,1%.

El saldo físico de intercambios internacionales, se mantiene exportador con 1,9 TWh, un 19,2% menos que lo exportado en el mismo periodo de 2013.

El consumo de bombeo alcanza los 3.325 GWh un 17,4% menos que en el mismo periodo de 2013.

La generación neta nacional ha disminuido el 2,0% en los primeros seis meses de 2014.

La generación renovable y cogeneración ha disminuido un 2,4% en los seis primeros meses del 2014 con especial relevancia de la cogeneración que disminuye un 26,0%. En términos de cobertura, la generación renovable y cogeneración en su conjunto ha cubierto el 44,8%, tres puntos y medio menos que en el mismo periodo del ejercicio anterior.

La generación ha presentado un aumento del 3,5% en los seis primeros meses del 2014, con aumentos en todas las tecnologías, fundamentalmente carbón e hidráulica, y fuerte disminución en los ciclos combinados (-16,2%).

La energía hidroeléctrica producible registrada en 2014 califica al año como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 23%, es decir, estadísticamente sólo 23 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación nuclear ha aumentado un 1,4% en los seis primeros meses de 2014, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones.

El hueco térmico es ligeramente inferior al acumulado del pasado año por estas fechas, (-0,5%), con una cobertura del 18,2%, una décima superior a la registrada en 2013.

La generación con carbón presenta un aumento del 13,1% en los seis primeros meses del 2014, con una cobertura del 11,1% frente al 9,7% del pasado año.

Los ciclos combinados han disminuido un 16,2% en los seis primeros meses de 2014. En términos de cobertura de la demanda es del 7,2%, 1,2 puntos menos que en el primer semestre de 2014.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.6.) ha sido la siguiente:

	2014	2013	%
Precio medio ponderado del mercado diario (€/MWh)	32,0	36,5	(12,3)
Carbón API 2 CIF (USD/t)	76,6	83,1	(7,8)
CO ₂ EUA (€/ton)	5,6	4,3	30,2

Principales magnitudes

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

	2014	2013	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.123	12.033	0,7
Generación:	11.221	11.169	0,5
Hidráulica	1.949	1.914	1,8
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.048	0,8
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Generación renovable y cogeneración:	902	864	4,4
Eólica	738	738	-
Minihidráulica	107	69	55,1
Cogeneración y otros	57	57	-
Energía eléctrica producida (GWh):	13.716	14.349	(4,4)
Generación:	12.509	13.106	(4,6)
Hidráulica	2.984	3.198	(6,7)
Nuclear	2.088	1.999	4,5
Carbón	1.497	1.336	12,1
Ciclos combinados	5.940	6.573	(9,6)
Generación renovable y cogeneración:	1.207	1.243	(2,9)
Eólica	890	864	3,0
Minihidráulica	254	207	22,7
Cogeneración y otros	63	172	(63,4)
Factor de disponibilidad Generación (%)	95,2	93,2	2,1
Ventas de electricidad (GWh):	16.884	16.598	1,7
Mercado liberalizado	13.596	12.845	5,8
PVPC/Regulado	3.288	3.753	(12,4)
Cuota de mercado de generación	17,0%	18,6%	(8,6)

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

- El incremento de 35 MW como consecuencia de nuevas acreditaciones en varias centrales hidráulicas.
- El aumento de 17 MW de potencia bruta de la central de Meirama, reconocidos en agosto de 2013.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 13.716 GWh durante los seis primeros meses de 2014, cifra inferior en un 4,4% a la del mismo periodo del pasado año. De esa cifra, 12.509 GWh correspondieron a generación (excluida renovable y cogeneración), lo que representa una disminución del 4,6%.

La generación renovable y cogeneración presenta una disminución de un 2,9% en el conjunto del año.

En los seis primeros meses de 2014 la producción hidráulica asciende a 2.984 GWh, y es un 6,7% inferior a la de 2013.

Las menores aportaciones del final del segundo trimestre del año, especialmente en mayo y sobre todo junio, hacen que el año que comenzó como húmedo, pase a calificarse como medio, con un PSS (probabilidad de que el producible registrado sea superado, conforme a la serie histórica del producible medio) que se sitúa al finalizar el semestre en el 43%. El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 53,6% de llenado, frente al 60,3% de finales de junio del pasado año.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 4,5% en los seis primeros meses de 2014, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La aplicación del Real Decreto de Garantía de Suministro en el segundo trimestre de 2014 ha supuesto una producción con carbón acogido a Garantía de Suministro de 569 GWh para Gas Natural Fenosa. La producción total con carbón alcanzó en los seis primeros meses de 2014 los 1.497 GWh, un 12,1% superior a la del mismo periodo del ejercicio anterior.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante los seis primeros meses de 2014 es de 5.940 GWh un 9,6% inferior a la de 2013, con una cuota sobre el conjunto nacional próxima al 70%.

La cuota de mercado en generación no renovable de Gas Natural Fenosa acumulada a 30 de junio de 2014 es del 17%, inferior al 18,6% del primer semestre de 2013.

En comercialización de electricidad las ventas de los seis primeros meses de 2014 han alcanzado la cifra de 16.884 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso. Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de maximización de márgenes, optimización de cuota y el grado de cobertura que Gas Natural Fenosa desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

En los primeros seis meses de 2014 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 el comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 3,8 millones de toneladas de CO₂, similar a las del mismo periodo del año anterior.

Como parte de sus compromisos, en el transcurso del pasado mes de abril de 2014, 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 2013, ascendiendo éstas a 11,5 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 realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el periodo 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.

GNF Renovables

Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) a 30 de junio de 2014 tiene una potencia total instalada en operación de 902 MW consolidables, de los cuales 738 MW corresponden a tecnología eólica, 107 MW a minihidráulica y 57 MW a cogeneración.

La producción ha sido un 2,9% inferior a la del año 2013 (1.207 GWh vs 1.243 GWh). Esta disminución, se debe fundamentalmente, a la menor producción de la tecnología de cogeneración (cogeneración y purines), que ha descendido en un 63,4%, debido a la parada de las plantas de cogeneración asociadas a tratamiento de purines, motivada por la publicación de la propuesta de Orden Ministerial que determina los nuevos parámetros de retribución de la energía eléctrica exportada. En la tecnología eólica se produce un incremento de la producción del 3,0%, debido a una mayor eolicidad respecto al mismo periodo del año anterior. En lo que

respecta a la producción con tecnología minihidráulica (+22,7%), la mayor producción, se debe a la entrada en funcionamiento de las centrales de Belesar II y Peares II, que aportan 78 GWh en el primer semestre del ejercicio 2014.

Con fecha 16 de junio de 2014 se ha publicado la definitiva Orden Ministerial IET/1045/2014 de parámetros retributivos del nuevo marco regulatorio aplicable a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, y aunque se han modificado los valores de los parámetros previstos en los borradores publicados con anterioridad, no supone una variación significativa en los resultados esperados de GNF Renovables a partir de dichos borradores.

2.5.8 Electricidad resto (Kenia)

Incluye la generación de electricidad en Kenia.

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	48	52	(7,7)
Aprovisionamientos	(36)	(39)	(7,7)
Gastos de personal, neto	(1)	(1)	-
Otros gastos/ingresos	(6)	(5)	20,0
Ebitda	5	7	(28,6)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(2)	(2)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	3	5	(40,0)

El ebitda alcanza los 5 millones de euros en el primer semestre del año 2014. El descenso se debe fundamentalmente a la fluctuación de los tipos de cambio, así como a un moderado incremento de gastos por replanificación de tareas de mantenimiento. El aumento del nivel de disponibilidad (indicador determinante de los ingresos de capacidad), que se sitúa en el 87,4 %, ha mitigado el descenso del ebitda.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2014	2013	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh):	272	270	0,7
Factor de disponibilidad (%)	87,4	88,4	(1,1)

Durante el primer semestre del año 2014, la producción con fuel en Kenia ha aumentado un 0,9% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los 272 GWh. Este moderado aumento se debe al mayor despacho de la planta 2 en el país, fruto de su mayor eficiencia.



Las condiciones meteorológicas dominantes en la zona (muy secas) la mayor parte del año 2013, conllevaron el aumento de funcionamiento de las centrales térmicas, por lo que se incrementó notablemente la producción de electricidad.

Latinoamérica

2.5.9 Distribución gas

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

El 25 de julio de 2013 Gas Natural Fenosa se adjudicó el concurso convocado por el Estado peruano para extender el servicio de gas natural a 4 ciudades del suroeste del país. Con la entrada en Perú, la compañía consolida y amplía su presencia en Latinoamérica.

De acuerdo con la licitación adjudicada, Gas Natural Fenosa hará llegar el suministro energético a una nueva área que todavía no está conectada a la red de gasoductos y prevé hacer llegar el gas natural a más de 60.000 hogares. En la zona adjudicada se encuentran cuatro grandes núcleos urbanos, entre los que destaca la ciudad de Arequipa, actualmente segunda ciudad más grande en población, además de Moquegua, Tacna e Ilo.

El plazo de concesión de la adjudicación es de 20 años, prorrogables, para desarrollar la gasificación del suroeste del país, que incluye el sistema de transporte y distribución local de gas en las 4 ciudades.

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.600	1.708	(6,3)
Aprovisionamientos	(1.145)	(1.186)	(3,5)
Gastos de personal, neto	(45)	(52)	(13,5)
Otros gastos/ingresos	(111)	(115)	(3,5)
Ebitda	299	355	(15,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(51)	(56)	(8,9)
Dotación a provisiones	(7)	(9)	(22,2)
Resultado de explotación	241	290	(16,9)

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 1.600 millones de euros y registra un descenso del 6,3%, con un volumen de ventas un 4,8% superior al del ejercicio anterior.

El ebitda alcanza los 299 millones de euros, con un descenso del 15,8% respecto al mismo período del año anterior, en gran medida debido al efecto negativo en el tipo de cambio como consecuencia de la devaluación de la moneda local en Brasil (-9,2%), Argentina (-33,7%), Colombia (-7,3%) y México (-5,7%).

La aportación de Brasil representa un 49,2% del ebitda con un volumen de ventas un 6,7% superior respecto al mismo período del año anterior.

Colombia aporta un 28,1% del ebitda, destacando un incremento del 29,9% en el volumen de ventas, atribuible principalmente al crecimiento del mercado industrial.

El ebitda de México representa un 20,7% del conjunto del negocio, registrando un crecimiento del 3,3% respecto al mismo período del año anterior, incrementándose el margen de energía un 15,0%, debido a los mayores márgenes en los mercados doméstico/ comercial, industrial y de gas natural vehicular (GNV).

Principales magnitudes

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

	2014	2013	%
Ventas actividad de gas (GWh):	121.887	116.263	4,8
Ventas de gas a tarifa	76.528	72.034	6,2
ATR	45.359	44.229	2,6
Red de distribución (Km)	69.761	68.255	2,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	126	107	17,8
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	6.447	6.196	4,1

Las principales magnitudes físicas por países en el primer semestre de 2014 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	36.195	50.817	11.833	23.042	121.887
Incremento vs. 1S13 (%)	1,0	6,7	30,1	(2,7)	4,8
Red de distribución	24.165	6.550	20.496	18.550	69.761
Incremento vs 30/06/2013 (km)	169	168	484	685	1.506
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.570	915	2.576	1.386	6.447
Incremento vs. 30/06/2013, en miles	34	35	117	65	251

En el ejercicio 2014 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.447.000 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 251.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia con un aumento de 117.000.

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 121.887 GWh con un incremento del 4,8% respecto a las ventas registradas en 2013.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.506 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 69.761 km a finales de junio de 2014, lo que representa un crecimiento del 2,2%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 685 km.

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

- En Argentina se produce un incremento del margen de energía en todos los mercados respecto al año anterior, producto principalmente de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios autorizados por el regulador (ENARGAS) a partir del 1 de abril. Esta acción supone una señal para restituir el equilibrio económico en el sector, sin embargo, los incrementos tarifarios previstos en los diferentes componentes (gas, transporte y distribución) se centran prioritariamente en la componente gas, que es un *pass-through*, no cubriendo suficientemente el incremento fijado para distribución las necesidades del negocio y el incremento de inflación. Adicionalmente, contribuyen a la mejora del margen el efecto tipo de cambio en las ventas a clientes industriales del mercado no regulado y la aplicación de penalidades a clientes de transporte y distribución interrumpibles por

consumos en períodos de corte. Continúa el esfuerzo en contención de gastos, ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanza niveles en torno al 38%.

- La evolución del negocio en Brasil confirma una senda muy satisfactoria en el segundo trimestre del año, con un crecimiento en las puestas en servicio doméstico/comercial del 11,9% y un incremento de las ventas destinadas al mercado ATR. Las ventas para el mercado de generación continúan en niveles similares al mismo período de 2013 al mantenerse la situación de escasez de lluvias y los bajos niveles de los embalses. Las reservas de agua se sitúan en junio de 2014 en el 36,3%, 40,4 p.p. por debajo de la media histórica (76,7% media de 8 años) en la región sudeste-centro oeste, que detenta el 70% de las reservas de agua del país. El 1 de enero de 2014 entró en vigor la aplicación de las nuevas tarifas asociadas a la 3ª Revisión Quinquenal de Tarifas para CEG y CEG Rio, fijándose una tasa de retorno reconocida (WACC) del 9,76%. Adicionalmente, se ha conseguido el rediseño tarifario con un impacto favorable en el resultado de la compañía.

Asimismo, Gas Natural Fenosa y la brasileña Cemig han firmado un acuerdo para la potenciación del desarrollo de la red de distribución de gas natural en Brasil. En virtud de este acuerdo condicionado al cumplimiento de determinadas cláusulas suspensivas, ambas compañías desarrollarán durante los próximos meses los esfuerzos necesarios para poder constituir un holding de distribución de gas en Brasil y acometer posibles nuevas inversiones. La sociedad holding tendrá un acuerdo de accionistas, estará participada mayoritariamente por Gas Natural Fenosa y no afectará a la situación de control de las participadas en Río de Janeiro y Sao Paulo por parte de Gas Natural Fenosa.

El acuerdo deberá ser sometido, en el debido momento, a las correspondientes autorizaciones regulatorias y administrativas de las autoridades pertinentes.

- En Colombia las ventas de gas y ATR crecen de forma significativa respecto al año anterior en un 30,1% debido principalmente al mayor volumen industrial (+73,6%) derivado de la firma de un nuevo contrato de comercialización con grandes clientes industriales y a la mayor base de clientes. El incremento neto de clientes doméstico/comercial experimenta una subida del 1,8%, situándose en unos 57.188 clientes, ritmo que se espera mantener en los próximos años a pesar del alto grado de saturación existente. En el ámbito de los negocios no regulados destaca el crecimiento del 56,7% en la venta de aparatos respecto al ejercicio anterior, destacando la comercialización de calefactores con un aumento del 44,0% y los calentadores de agua con un incremento a su vez del 42,4%.
- En México, la actividad del plan de aceleración del crecimiento, focalizada principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos continúa con un crecimiento sostenido. El incremento neto de clientes alcanza una significativa evolución del 48,1% en el segundo trimestre del año con un 11,0% de incremento en las puestas en servicio respecto al año anterior debido principalmente al crecimiento de la saturación en la zona de Bajíos y a la contención de bajas. En relación a las ventas de gas y ATR, destaca el aumento del 13,4% en el segmento doméstico/comercial, por el mayor consumo unitario doméstico y la mayor base de clientes y el incremento del 8,8% en el sector industrial por el mayor consumo de las grandes empresas industriales de las zonas de bajío Norte, Monterrey y Distrito Federal.
- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando conforme a lo definido en el plan de negocio que sirvió de base para la adjudicación del concurso, teniendo como objetivo empezar a prestar servicio en la segunda mitad de 2015.



2.5.10 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

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.075	1.107	(2,9)
Aprovisionamientos	(814)	(820)	(0,7)
Gastos de personal, neto	(26)	(31)	(16,1)
Otros gastos/ingresos	(84)	(91)	(7,7)
Ebitda	151	165	(8,5)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(30)	(32)	(6,3)
Dotación a provisiones	(51)	(58)	(12,1)
Resultado de explotación	70	75	(6,7)

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 151 millones de euros disminuyendo un 8,5% frente al mismo período del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio así como la desinversión en Nicaragua el ebitda aumentaría en un 2,6%.

El negocio de distribución de Colombia aporta 106 millones de euros de EBITDA, lo que supone un aumento del 3,1% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Fundamentalmente, este aumento responde al efecto del crecimiento de la demanda y la reducción de las pérdidas de energía.

Asimismo, el ebitda de los seis primeros meses de 2014 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por 45 millones de euros.

Principales magnitudes

	2014	2013	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	8.372	8.162	2,6
Tarifa	7.854	7.660	2,5
ATR	518	502	3,2
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	2.965	2.869	3,3

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 8.372 GWh, con un incremento del 2,6% a pesar de que el primer trimestre de 2013 recoge ventas de las distribuidoras de Nicaragua por 239 GWh (1 mes). Sin considerar las operaciones de Nicaragua en ese período, las ventas experimentan un incremento del 5,7%, generado por el crecimiento de la demanda tanto en Colombia como en Panamá.

Siguiendo la evolución positiva de la demanda, se produce en ambos países un aumento de la cifra de clientes, registrándose un crecimiento conjunto del 3,3%.



Las principales magnitudes físicas por países en el primer semestre de 2014 son las siguientes.

	Colombia	Panamá	Totál
Ventas actividad de electricidad	6.151	2.221	8.372
Incremento vs. 1S13 (%)	5,9	4,9	2,6
Puntos de suministro, en miles	2.425	540	2.965
Incremento vs. 30/06/2013, en miles	76	20	96
Índice de pérdidas de red (%)	16,8	9,8	14,9

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

Los indicadores de pérdidas de Colombia y Panamá continúan mejorando frente a los niveles registrados en los periodos anteriores.

2.5.11 Electricidad Latinoamérica

Este negocio agrupa los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana.

Actualmente, los activos en operación en México son la central de Hermosillo de 270 MW y la central de Naco Nogales de 300 MW en el estado de Sonora; la Central de Tuxpan III y IV de 1.000 MW en el estado de Veracruz; y la Central de Norte Durango de 450 MW en el estado de Durango también al noroeste del país.

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	428	409	4,6
Aprovisionamientos	(303)	(275)	10,2
Gastos de personal, neto	(6)	(6)	-
Otros gastos/ingresos	(23)	(28)	(17,9)
Ebitda	96	100	(4,0)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(46)	(47)	(2,1)
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	50	53	(5,7)

El ebitda del negocio de Electricidad alcanza los 96 millones de euros, con una reducción del 4,0% frente al mismo período del año anterior. De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio, el ebitda aumentaría un 0,3%.

En México, el ebitda aumenta un 0,7% (un 5% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido fundamentalmente al mayor ingreso de capacidad asociado a un diferente calendario de mantenimientos frente al año anterior.

El ebitda de República Dominicana presenta una variación negativa del 18,6% como consecuencia del extraordinario nivel de producción del primer semestre del año anterior, motivado por la salida del sistema de unidades de generación más eficientes y la menor generación hidráulica.

El ebitda de Panamá disminuye un 46,2% debido a la escasez de precipitaciones en las zonas donde están ubicadas las centrales hidráulicas. Esto ha ocasionado un mayor coste de energía por compras en el mercado y mayor coste de combustible por la mayor producción con unidades térmicas para cubrir los compromisos contractuales de potencia.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2014	2013	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.317	2.317	-
México	2.035	2.035	-
Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	11	11	-
República dominicana (fuel)	198	198	-
Energía eléctrica producida (GWh):	8.589	8.841	(2,9)
México	8.114	8.088	0,3
Costa Rica (hidráulica)	71	90	(21,1)
Panamá (hidráulica)	27	26	3,8
Panamá (fuel)	24	9	166,7
República dominicana (fuel)	353	628	(43,8)
Factor de disponibilidad (%)			
México	97,6%	94,9%	2,8
Costa Rica	99,9%	100,0%	(0,1)
Panamá (hidráulica y fuel)	90,0%	96,4%	(6,6)
República dominicana (fuel)	87,8%	89,6%	(2,0)

La producción en México ha sido ligeramente superior a la registrada el año anterior como resultado del diferente calendario de mantenimientos y revisiones entre ambos años.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto afectada por el escaso régimen de lluvias registrado durante la primera parte de este año y el bajo despacho.

La mayor producción en Panamá es como consecuencia de la mayor generación de las centrales térmicas, despachadas por requerimiento de la demanda para compensar la menor generación hidráulica del país, derivada del escaso nivel de precipitaciones. La mayor operación térmica ha incidido en una menor disponibilidad debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en las mismas.

La generación en República Dominicana disminuyó un 43,8% como resultado del nivel extraordinario de la producción registrado en 2013 por la salida de recursos del sistema así como por la menor generación hidráulica.



3. Principales riesgos e incertidumbres

Riesgos operativos

3.1.1. Riesgo regulatorio

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

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

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

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

3.1.2. Riesgo de volúmenes de gas y electricidad

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

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

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

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

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

3.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurable

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

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

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

b) Imagen y reputación

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

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

c) Medioambiente

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

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

- Que las autorizaciones y licencias ambientales podrían no ser otorgadas o ser revocadas por el incumplimiento de las condiciones que en ellas se impongan;

- Que el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades podría sufrir modificaciones o cambios, lo que podría provocar un aumento de los costes o plazos para poder cumplir con el nuevo marco regulatorio.

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

d) Cambio climático

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

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

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

e) Exposición geopolítica

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

- **Latinoamérica**

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

- Importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- Significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- Altos niveles de inflación;
- Devaluación, depreciación o sobrevaloración de las divisas locales;
- Controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- Entorno cambiante de los tipos de interés;
- Cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- Cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- Tensiones sociales e
- Inestabilidad política y macroeconómica.

- **Oriente Próximo y Magreb**

Gas Natural Fenosa cuenta tanto con activos propios como con importantes contratos de suministro de gas procedente de distintos países del Magreb y Oriente Próximo, en particular Egipto. La inestabilidad política en la zona puede derivar tanto en daños físicos sobre activos de empresas participadas por Gas Natural Fenosa como en la obstrucción de

las operaciones de dichas u otras empresas que impliquen una interrupción del suministro de gas del grupo.

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

3.2. Riesgos financieros

Los riesgos de carácter financiero (tipo de interés, tipo de cambio, precio de las materias primas (*commodities*), riesgo de crédito, riesgo de liquidez) se desarrollan en la Nota 16 de la Memoria de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013.

3.3. Principales oportunidades

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

- **Mix de generación:** El parque de generación de Gas Natural Fenosa, dominado por centrales de ciclo combinado cuenta con la flexibilidad necesaria para adaptarse a distintas situaciones de mercado, resultando un activo valioso en el aprovechamiento de oportunidades relacionadas con la volatilidad de los precios y volúmenes demandados en los mercados de gas y electricidad.
- **Evolución de los mercados de CO₂:** Los distintos mecanismos propuestos por la Comisión Europea orientados a incrementar el coste de los derechos de emisión tienen como objeto desincentivar el uso de tecnologías más contaminantes para contrarrestar así el efecto del cambio climático. En esta situación, el parque de Gas Natural Fenosa sería más competitivo frente al carbón, pudiendo aflorar adicionalmente oportunidades en el mercado de emisiones.
- **Portfolio de aprovisionamiento de GN/GNL:** La gestión de gasoductos, la participación en plantas y la flota de buques metaneros permite cubrir las necesidades de los diferentes negocios del Grupo de manera flexible y diversificada, optimizando para los distintos escenarios energéticos. Concretamente, la flota de buques metaneros convierte a Gas Natural Fenosa en uno de los mayores operadores de GNL en el mundo y referente en la cuenca Atlántica y Mediterránea.
- **Crecimientos esperados de la demanda energética a partir de 2015 y oportunidades de nuevos negocios en mercados emergentes.**

4. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014 se describen en la Nota 20 de los Estados Financieros intermedios consolidados.

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

Informe de revisión limitada de estados
financieros Intermedios resumidos consolidados
al 30 de junio de 2014



INFORME DE REVISIÓN LIMITADA DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

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

Informe sobre los estados financieros intermedios resumidos consolidados

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos (en adelante los estados financieros intermedios) de Gas Natural SDG, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (en adelante el Grupo), que comprenden el balance de situación al 30 de junio de 2014, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y las notas explicativas, todos ellos resumidos y consolidados, correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha. Los Administradores de la Sociedad dominante son responsables de la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, para la preparación de información financiera intermedia resumida, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

Alcance de la revisión

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

Conclusión

Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007, para la preparación de estados financieros intermedios resumidos.



Párrafo de énfasis

Llamamos la atención sobre la Nota 3 adjunta, en la que se menciona que los citados estados financieros intermedios adjuntos no incluyen toda la información que requerirían unos estados financieros consolidados completos preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, por lo que los estados financieros intermedios adjuntos deberán ser leídos junto con las cuentas anuales consolidadas del grupo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013. Esta cuestión no modifica nuestra conclusión.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión intermedio consolidado adjunto del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este periodo y su incidencia en los estados financieros intermedios presentados, de los que no forma parte, así como sobre la información requerida conforme a lo previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1362/2007. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con los estados financieros intermedios del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión intermedio consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes.

Otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición del Consejo de Administración de la Sociedad dominante en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 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 Goiriena Basnaldu
Socio

22 de julio de 2014