



Gas Natural Fenosa Informe 2014

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Balance de situación consolidado
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada
Estado consolidado de resultado global
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado
Estado de flujos de efectivo consolidado
Memoria consolidada

Gas Natural Fenosa
Balance de situación consolidado

(en millones de euros)

	31.12.14	31.12.13 ⁽¹⁾	01.01.13 ⁽¹⁾
ACTIVO			
Inmovilizado intangible (Nota 5)	10.783	7.968	8.273
Fondo de comercio	4.959	4.495	4.568
Otro inmovilizado intangible	5.824	3.473	3.705
Inmovilizado material (Nota 6)	24.267	20.363	21.180
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	2.034	2.393	2.513
Activos financieros no corrientes (Nota 8)	1.289	1.418	962
Activo por impuesto diferido (Nota 20)	1.134	1.026	1.029
ACTIVO NO CORRIENTE	39.507	33.168	33.957
Existencias (Nota 9)	1.077	783	803
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 10)	5.701	5.138	4.877
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.892	4.504	4.353
Otros deudores	513	500	432
Activos por impuesto corriente	296	134	92
Otros activos financieros corrientes (Nota 8)	471	250	1.259
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes (Nota 11)	3.572	4.172	4.325
ACTIVO CORRIENTE	10.821	10.343	11.264
TOTAL ACTIVO	50.328	43.511	45.221
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
Capital	1.001	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808	3.808
Reservas	8.466	7.931	7.402
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	1.462	1.445	1.441
Dividendo a cuenta	(397)	(393)	(391)
Ajustes por cambios de valor	(199)	(348)	-
Operaciones de cobertura	1	1	(19)
Diferencias de conversión	(200)	(349)	19
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	14.141	13.444	13.261
Participaciones no dominantes	3.879	1.523	1.579
PATRIMONIO NETO (Nota 12)	18.020	14.967	14.840
Ingresos diferidos (Nota 13)	832	919	868
Provisiones no corrientes (Nota 14)	1.560	1.467	1.567
Pasivos financieros no corrientes (Nota 15)	17.740	15.091	17.530
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	17.660	14.927	17.300
Otros pasivos financieros	80	164	230
Pasivo por impuesto diferido (Nota 20)	2.798	2.000	2.082
Otros pasivos no corrientes (Nota 17)	955	710	693
PASIVO NO CORRIENTE	23.885	20.187	22.740
Provisiones corrientes (Nota 14)	128	134	143
Pasivos financieros corrientes (Nota 15)	2.804	3.351	2.291
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	2.609	3.155	2.060
Otros pasivos financieros	195	196	231
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 18)	4.641	4.143	4.433
Proveedores	3.825	3.472	3.901
Otros acreedores	756	642	454
Pasivos por impuesto corriente	60	29	78
Otros pasivos corrientes (Nota 19)	850	729	774
PASIVO CORRIENTE	8.423	8.357	7.641
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	50.328	43.511	45.221

(1) Con fecha 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", reexpresando los Balances de situación consolidados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.3).

Las Notas 1 a 36 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas

Gas Natural Fenosa
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada

	2014	2013 ⁽¹⁾
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 21)	24.742	24.322
Aprovisionamientos (Nota 22)	(17.368)	(16.892)
Otros ingresos de explotación (Nota 23)	255	201
Gastos de personal (Nota 24)	(832)	(827)
Otros gastos de explotación (Nota 25)	(2.291)	(2.221)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Notas 5 y 6)	(1.619)	(1.612)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras (Nota 13)	45	40
Otros resultados (Nota 26)	258	11
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	3.190	3.022
Ingresos financieros	137	211
Gastos financieros	(922)	(1.022)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(2)	8
Diferencias de cambio	(14)	-
RESULTADO FINANCIERO (Nota 27)	(801)	(803)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación (Nota 7)	(474)	(62)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.915	2.157
Impuesto sobre beneficios (Nota 20)	(257)	(499)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.658	1.658
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.658	1.658
Atribuible a:		
Sociedad dominante	1.462	1.445
Participaciones no dominantes (Nota 12)	196	213
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Nota 12)	1,46	1,44
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Nota 12)	1,46	1,44

(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 a 31 de diciembre de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.3).

Las Notas 1 a 36 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas

	2014	2013 ⁽¹⁾
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.658	1.658
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	159	(471)
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(10)	3
Efecto impositivo	3	(1)
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujo de efectivo	(4)	(27)
Diferencias de conversión	128	(442)
Efecto impositivo	(5)	8
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	47	(12)
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	1	6
<i>Diferencias de conversión</i>	46	(16)
<i>Efecto impositivo</i>	-	(2)
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	6	38
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujo de efectivo	5	41
Diferencias de conversión	(1)	2
Efecto impositivo	-	(11)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	2	6
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	2	6
<i>Diferencias de conversión</i>	-	-
<i>Efecto impositivo</i>	-	-
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL EJERCICIO	165	(433)
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL EJERCICIO	1.823	1.225
Atribuible a:		
Sociedad dominante	1.600	1.094
Participaciones no dominantes	223	131

(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 a 31 de diciembre de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.3).

Las Notas 1 a 36 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas

Gas Natural Fenosa
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado

(en millones de euros)

	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad					Participaciones no dominantes	Total Patrimonio neto
	Capital Social	Prima de emisión y Reservas	Resultado del ejercicio	Ajustes por cambios de valor	Subtotal		
Balance a 1.1.13	1.001	10.819	1.441	-	13.261	1.618	14.879
Ajuste aplicación NIIF 11	-	-	-	-	-	(39)	(39)
Balance a 1.1.13 (1)	1.001	10.819	1.441	-	13.261	1.579	14.840
Resultado global total del ejercicio	-	(3)	1.445	(348)	1.094	131	1.225
Distribución de dividendos	-	544	(1.441)	-	(897)	(190)	(1.087)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(14)	-	-	(14)	3	(11)
Balance a 31.12.13 (1)	1.001	11.346	1.445	(348)	13.444	1.523	14.967
Resultado global total del ejercicio	-	(11)	1.462	149	1.600	223	1.823
Distribución de dividendos	-	544	(1.445)	-	(901)	(234)	(1.135)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-	-	-	-	-	1.385	1.385
Otras variaciones	-	(2)	-	-	(2)	982	980
Balance a 31.12.14	1.001	11.877	1.462	(199)	14.141	3.879	18.020

(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 a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.3).

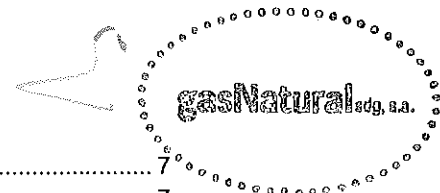
Gas Natural Fenosa
Estado de flujos de efectivo consolidado

(en millones de euros)

	2014	2013⁽¹⁾
Resultado antes de impuestos	1.915	2.157
Ajustes del resultado:	2.523	2.347
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	1.619	1.612
Otros ajustes del resultado neto	904	735
Cambios en el capital corriente	(229)	(104)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(1.401)	(1.095)
Pago de intereses	(784)	(768)
Cobro de intereses	43	95
Cobro de dividendos	55	34
Pagos por impuestos sobre beneficios	(715)	(456)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (Nota 28)	2.808	3.305
Pagos por inversiones:	(4.208)	(2.448)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(2.428)	(47)
Inmovilizado material e intangible	(1.353)	(1.381)
Otros activos financieros	(427)	(1.020)
Cobros por desinversiones:	1.076	1.280
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	506	55
Inmovilizado material e intangible	16	16
Otros activos financieros	554	1.209
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	66	104
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	66	104
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(3.066)	(1.064)
Cobros/(pagos) por obligaciones perpetuas subordinadas:	993	-
Emisión (Nota 12)	993	-
Adquisición	-	-
Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	(105)	(1.222)
Emisión (Nota 15)	5.672	5.261
Devolución y amortización (Nota 15)	(5.777)	(6.483)
Pagos por dividendos (Nota 12)	(1.125)	(1.057)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(85)	(73)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(322)	(2.352)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(20)	(42)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(600)	(153)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio (Nota 11)	4.172	4.325
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio (Nota 11)	3.572	4.172

(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 a 31 de diciembre de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.3).

Las Notas 1 a 36 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas



Índice memoria correspondiente al ejercicio 2014

(1)	INFORMACIÓN GENERAL	7
(2)	MARCO REGULATORIO	7
(3)	BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES	28
	3.1) Bases de presentación	28
	3.2) Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF	28
	3.3) Comparación de la información	29
	3.4) Políticas contables	35
	3.4.1) Consolidación	35
	3.4.2) Transacciones en moneda extranjera	37
	3.4.3) Inmovilizado intangible	38
	3.4.4) Inmovilizado material	40
	3.4.5) Pérdidas por deterioro de valor de los activos.....	42
	3.4.6) Activos y pasivos financieros	46
	3.4.7) Derivados y otros instrumentos financieros	48
	3.4.8) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	50
	3.4.9) Existencias	50
	3.4.10) Capital social	51
	3.4.11) Beneficio por acción	51
	3.4.12) Deuda financiera e instrumentos de patrimonio	51
	3.4.13) Participaciones preferentes y obligaciones perpetuas subordinadas	52
	3.4.14) Ingresos diferidos	52
	3.4.15) Provisiones por obligaciones con el personal	52
	3.4.16) Provisiones	54
	3.4.17) Arrendamientos	54
	3.4.18) Impuestos sobre beneficios	55
	3.4.19) Reconocimiento de ingresos y gastos y liquidaciones por actividades reguladas .	55
	3.4.20) Estado de flujos de efectivo	58
	3.4.21) Estimaciones e hipótesis contables significativas	59
(4)	INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS	61
(5)	INMOVILIZADO INTANGIBLE	66
(6)	INMOVILIZADO MATERIAL	68
(7)	INVERSIONES EN SOCIEDADES	70
(8)	ACTIVOS FINANCIEROS	74
(9)	EXISTENCIAS.....	77
(10)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	78
(11)	EFFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES	78
(12)	PATRIMONIO	79
(13)	INGRESOS DIFERIDOS	86
(14)	PROVISIONES	87
(15)	DEUDA FINANCIERA	93
(16)	GESTIÓN DEL RIESGO E INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS	99
(17)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	107
(18)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR	108
(19)	OTROS PASIVOS CORRIENTES	109
(20)	SITUACIÓN FISCAL	109
(21)	IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	114
(22)	APROVISIONAMIENTOS	114
(23)	OTROS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	114
(24)	GASTOS DE PERSONAL	115
(25)	OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN	116
(26)	OTROS RESULTADOS	116
(27)	RESULTADO FINANCIERO NETO	117
(28)	EFFECTIVO GENERADO EN LAS OPERACIONES DE EXPLOTACIÓN	117
(29)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS	118
(30)	ACUERDOS DE CONCESIÓN DE SERVICIOS.....	121
(31)	INFORMACIÓN DE LAS OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	122
(32)	INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO	124
(33)	COMPROMISOS Y PASIVOS CONTINGENTES	126
(34)	HONORARIOS AUDITORES DE CUENTAS	129
(35)	MEDIO AMBIENTE	130
(36)	ACONTECIMIENTOS POSTERIORES AL CIERRE	131
	ANEXO I SOCIEDADES DE GAS NATURAL FENOSA	132
	ANEXO II VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	143
	ANEXO III SOCIEDADES DEL GRUPO FISCAL GAS NATURAL	145



Notas explicativas a las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2014

Nota 1. Información general

Gas Natural SDG, S.A. es una sociedad anónima constituida en 1843 y que 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.

La adquisición del grupo chileno Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) en el ejercicio 2014 (Notas 3.4.1 y 29) ha supuesto un avance significativo en el desarrollo internacional de Gas Natural Fenosa.

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

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

En el Anexo I se relacionan las empresas participadas por Gas Natural Fenosa a la fecha de cierre.

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

Nota 2. Marco Regulatorio

2.1. Regulación del sector del gas natural en España

Principales características del sector del gas natural en España

El sector gasista español está regulado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, reformada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, y por el Real Decreto-ley 8/2014 de 4 de julio, tramitado posteriormente como Ley 18/2014 y por su normativa de desarrollo, entre la que destaca por su importancia el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre y el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) es el organismo competente para la regulación de los sectores de gas y electricidad, mientras que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) es la autoridad regulatoria que tiene encomendadas las tareas de mantener y asegurar la competencia efectiva y el funcionamiento transparente de los sectores energéticos españoles. Hasta la publicación de la Ley 3/2013 de 4 de junio, estas funciones eran realizadas por la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE) que se ha integrado en la CNMC. Las Consejerías correspondientes de las Comunidades Autónomas tienen competencias, tanto de desarrollo normativo, como de ejecución de la normativa.

Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta



que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

A grandes rasgos, el sector gasista español tiene las siguientes características principales:

- Es un sector en el que conviven actividades reguladas y no reguladas, siendo las actividades reguladas el transporte (incluyendo la regasificación, el almacenamiento y el transporte en sentido estricto) y la distribución de gas natural, y las actividades no reguladas la producción, el aprovisionamiento y el suministro de gas natural realizado por las comercializadoras.
- El sector del gas natural es casi totalmente dependiente de los suministros exteriores de gas natural, que suponen casi el 99,9% del gas natural suministrado en España.
- Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 98/30/CE, de 22 de junio), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se reforzó de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado (aunque como se indica más adelante se ha mantenido una tarifa de último recurso para los consumidores de menor volumen).

La regulación de las actividades de gas natural en España

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: 1) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y 2) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural.

2.1.1. Actividades Reguladas

Las actividades reguladas se caracterizan por:

- *Necesidad de autorización administrativa previa:* La realización de las actividades reguladas requiere una autorización administrativa previa de carácter reglado, para cuya obtención el solicitante básicamente tiene que demostrar su capacidad legal, técnica y económica para el ejercicio de dicha actividad. Dicha autorización concede un monopolio legal para un determinado territorio.
- *Remuneración establecida normativamente:* Las directrices generales por las que se establece la remuneración de estas actividades se regulan en la Ley 18/2014 y el Real Decreto 949/2001, mientras que la remuneración concreta a percibir se actualiza anualmente por medio de Orden ministerial.

Así, el marco económico de estas actividades persigue incentivar el desarrollo de las redes y permitir a las empresas que las realizan recuperar los recursos invertidos, tanto las inversiones realizadas, como los costes de operación.

El marco regulatorio del sector del gas natural en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas reguladas del sector de la facturación de peajes obtenida neta de otros costes, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

- *Sometimiento a obligaciones específicas:* El ejercicio de las actividades reguladas está sometido a obligaciones específicas para permitir asegurar el desarrollo de la competencia en la fase de comercialización. Las dos obligaciones principales en este sentido consisten en permitir el acceso de terceros a las redes de transporte (incluyendo regasificación y almacenamiento) y distribución y la obligación de mantener separadas las actividades reguladas y las no reguladas.

El Real Decreto 949/2001 regula el acceso de los terceros a la red, determinando los sujetos con derecho de acceso, cómo realizar la solicitud, los plazos de la misma, las causas de denegación de acceso, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema. Los titulares de las redes de transporte y distribución tienen derecho a percibir unos peajes y cánones como compensación por dicho acceso, que se actualizan anualmente por Orden ministerial.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no solo una separación contable, con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones, y jurídica, por medio de sociedades separadas, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

2.1.1.1. Transporte

La actividad de transporte comprende la regasificación, el almacenamiento y el transporte del gas en sentido estricto a través de la red de transporte básica de gas de alta presión:

- *Regasificación:* El gas natural es importado a España vía gasoducto (en forma gaseosa) y vía buques metaneros (en forma líquida, referido como gas natural licuado). La regasificación es la actividad que comprende la conversión del gas natural en estado líquido, almacenado en tanques criogénicos generalmente de las plantas de regasificación, al estado gaseoso y su introducción dentro de la red nacional de gasoductos.
- *Transporte:* una vez el gas natural es importado o producido y si es necesario, regasificado, se inyecta en forma gaseosa en la red de transporte de alta presión. La red de transporte atraviesa la mayoría de las regiones españolas y traslada el gas natural a los grandes consumidores, como las plantas de producción de electricidad y grandes clientes industriales, y a los distribuidores locales.

La red de transporte es propiedad principalmente de Enagás, S.A., aunque otras empresas, entre ellas diversas participadas de Gas Natural Fenosa, tienen una pequeña proporción de la misma.

- *Almacenamiento:* las instalaciones de almacenamiento están compuestas fundamentalmente por depósitos subterráneos, necesarios para asegurar que hay un suministro constante de gas natural que no se ve afectado por los cambios estacionales y otros picos en la demanda. Estas instalaciones sirven también para cumplir con la obligación establecida en el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, de mantener unas existencias mínimas de seguridad. La normativa actual contempla que puedan existir instalaciones de almacenamiento subterráneo no regulados, con acceso de terceros negociados y previa autorización de la Administración central, aunque en este momento no hay ninguna instalación así.

El 4 de octubre se publicó el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares. En relación con el sector gasista, el Real Decreto-ley tiene por objeto dar solución a la compleja situación técnica existente en el almacenamiento de gas natural Castor y resolver la renuncia a la concesión presentada por su titular (Escal UGS, S.L.), garantizando el interés general. En concreto, se establece la hibernación de estas instalaciones y al mismo tiempo se aprueba la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento y la asignación de la administración y mantenimiento de las instalaciones a Enagás, S.A., que se encargará durante la hibernación de su mantenimiento y operatividad, siendo los costes asociados a la administración de las instalaciones retribuidos por el sistema gasista. Por último, reconoce 1.351 millones de euros a Escal UGS, S.L. por el valor de la inversión, importe que será abonado por Enagás, S.A. la cual tendrá como contrapartida un derecho de cobro del sistema gasista durante los próximos treinta años, pudiendo ceder dichos derechos a terceros.

2.1.1.2. Distribución

El gas natural es transportado de la red de transporte de alta presión al consumidor final a través de la red de distribución de media y baja presión.

De conformidad con el Real Decreto-ley 5/2005, de 11 de marzo, el ejercicio de la actividad de distribución se basa en un régimen de autorizaciones administrativas que conceden la exclusividad al distribuidor sobre su zona. Además, con la entrada en vigor de la Ley 12/2007 al distribuidor de una zona se le otorga preferencia para obtener las autorizaciones de las zonas limítrofes a la suya.

Hasta el 1 de julio de 2008 el distribuidor tenía la obligación de suministrar el gas a los consumidores que se acogiesen a la tarifa regulada, por lo que también se encontraba dentro de los mercados de suministro minorista. No obstante, desde esta fecha la actividad de las distribuidoras está restringida a la expansión y gestión de las redes de distribución, siendo, en su caso, las comercializadoras de cada grupo las encargadas del suministro de último recurso, que se menciona en el apartado 2.1.2.2.

El 31 de marzo de 2012 se publicó el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. En relación al sector del gas, las medidas dirigidas a corregir las desviaciones se refieren en particular a la suspensión de las autorizaciones administrativas de gasoductos a excepción de los sujetos a compromisos internacionales, y de las autorizaciones de nuevas

plantas de regasificación, así como al retraso en la retribución de los almacenamientos subterráneos.

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, que fue posteriormente tramitado como Ley 18/2014, publicada el 17 de octubre, y cuyos principales aspectos en el ámbito del sistema de gas natural 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 y se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.
- 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, 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 Índice de Precios al Consumo (IPC) e Índice de Precios Industriales (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 en todos 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 de este 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 introduce como nuevo coste del sistema el 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 día 9 de agosto de 2010. El importe a recaudar asciende a 164 millones de euros, y se pagará a partir del año 2015 en cinco años, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

La Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014, en aplicación del Real Decreto-ley 8/2014 y posterior Ley 18/2014.

La Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2015. Adicionalmente mediante esta orden, se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

2.1.2. Actividades no reguladas

2.1.2.1. *Aprovisionamiento*

Considerando la escasa relevancia de la producción de gas natural en nuestro país, esta sección se va a centrar en el aprovisionamiento internacional del gas natural.

El aprovisionamiento de gas natural en España se realiza en su mayoría mediante operadores de gas como Gas Natural Fenosa a través de contratos a largo plazo con productores de gas. Dicho aprovisionamiento, aunque es una actividad no regulada, está sometida a dos tipos de limitaciones, cuyo objetivo consiste básicamente en asegurar la diversificación del suministro y la introducción de competencia en el mercado: 1) ningún país puede ser el origen de más del 60% del gas introducido en España, y 2) desde el 1 de enero de 2003 ningún sujeto o grupo empresarial podrá aportar en su conjunto gas natural para su

consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional, excluidos los autoconsumos.

2.1.2.2. Comercialización

Desde el 1 de julio de 2008, de conformidad con la Ley 12/2007 y su normativa de desarrollo, entre las que destacan el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, y la Orden 2309/2007 de 30 de julio, el gas natural pasó a ser suministrado exclusivamente por los comercializadores, desapareciendo el suministro a tarifa, que hasta entonces era realizado por las empresas distribuidoras, y se reconoció el derecho de los consumidores conectados a menos de 4 bar que no superaban un determinado umbral de consumo (3 GWh, aunque se fue reduciendo progresivamente hasta los 50 MWh/año actuales) a ser suministrados a un precio máximo que se denomina tarifa de último recurso (en adelante TUR).

Para facilitar el cambio de comercializador, la Ley 12/2007 ordenó la creación de la oficina de cambios de suministrador -"Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (OCSUM)"- que estaba participada por los principales operadores gasistas y eléctricos. Desde julio de 2014 sus funciones han sido asumidas por la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia

De acuerdo con la legislación, para el cálculo de la TUR, se deberán tener en cuenta de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictó la Orden ITC/1506/2010 de 8 de junio, estableciendo que las revisiones de la tarifa de último recurso de gas natural se realizarán mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM). Los términos fijos y variables de las tarifas se actualizarán en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor. El término variable se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

El 28 de diciembre de 2012 se publicó la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética cuyos principales aspectos para el gas corresponden a la modificación de la imposición sobre hidrocarburos, estableciendo un tipo impositivo al gas natural utilizado como carburante en motores estacionarios, así como, al gas natural destinado a usos distintos a los de carburante (consumo). No obstante, se establece una imposición reducida al gas natural para usos profesionales siempre que no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica.

En materia de eficiencia energética, el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, que fue posteriormente tramitado como Ley 18/2014, establece lo siguiente:

- 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.

Durante el ejercicio 2014 la TUR no ha sufrido variaciones en las revisiones de abril, julio y octubre debido a que la variación del coste de energía ha sido inferior al umbral del 2% establecido en la metodología de cálculo.

El 22 de octubre de 2014 la DGPEM dictó la Resolución por la que se aprueban parámetros de la subasta para la adquisición de gas para la tarifa de último recurso de gas natural durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2015.

El 30 de diciembre de 2014 se publicó la Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la DGPEM, que contempla una bajada de la TUR del 3,3%, aplicable a partir del 1 de enero de 2015.

2.2. Regulación del sector del gas natural en Latinoamérica

En Brasil, Colombia y México existen marcos regulatorios y tarifarios estables que definen los procedimientos y trámites necesarios para la revisión periódica de tarifas y de márgenes de distribución. La revisión tarifaria se lleva a cabo con periodicidad quinquenal mediante la presentación ante los entes regulatorios correspondientes de los expedientes tarifarios.

En Brasil el 30 de diciembre de 2013, el regulador del estado de Río de Janeiro aprobó las nuevas tarifas, aplicándose a partir del 1 de enero de 2014 y hasta fin de 2017. En términos agregados el ingreso unitario de la actividad se mantiene.

En Colombia está previsto que se aprueben las nuevas tarifas de distribución y comercialización a mediados de 2015.

En México se prevé que durante 2015 se aprueben nuevas tarifas para todas las zonas, al concluir la revisión tarifaria actualmente en marcha.

En Argentina, como consecuencia de la crisis de 2001, se produjo una congelación y pesificación de las tarifas, paliado en parte por revisiones al alza en compensación al aumento de precios por inflación. A finales de 2012 la Administración argentina aprobó la incorporación en tarifa, y para todos los clientes, de un nuevo cargo fijo destinado (FOCEGAS), a través de un sistema de fideicomiso, a nuevas inversiones en redes y a la explotación y mantenimiento de las existentes. Este cargo fijo adicional se ha mantenido en



2013 y 2014, y está prevista su continuación en 2015. Adicionalmente, en abril de 2014 se aprobó por el regulador la Resolución 2843/2014 que establece nuevos cuadros tarifarios y supone un importante aumento de la tarifa, afectando sobre todo al término de energía, que la distribuidora traspasa a los clientes, pero también a las retribuciones de transporte y de distribución.

En Chile, la regulación de distribución de gas natural se limita a los aspectos técnicos. Las tarifas son libremente establecidas por el distribuidor, que también es el que comercializa. La Ley contempla la posibilidad de que se establezcan tarifas obligatorias para los clientes de menor consumo si se demostrase, por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, situación de monopolio. Hasta el momento esta circunstancia no se ha dado.

2.3. Regulación del sector del gas natural en Italia

En Italia, la actividad de suministro de gas natural está completamente liberalizada desde el 1 de enero de 2003. Sin embargo, para los clientes residenciales (clientes que no superan un umbral de consumo de 2 Gwh al año) que no han optado por un nuevo suministrador, el precio de suministro de gas natural sigue siendo fijado por la *Autorità per Energia Elettrica e il Gas* (AEEG). En cambio, para los clientes residenciales que hayan elegido un nuevo suministrador de gas natural en el mercado, la AEEG establece, sobre la base de los costes efectivos de servicio, precios de referencia que las empresas suministradoras, en el marco de las obligaciones de servicio público, tienen que incluir dentro de la propia oferta comercial.

En la Región de Sicilia, la liberalización de las actividades de suministro de gas natural se completó el 1 de enero de 2010, fecha desde la cual todos los consumidores tienen libertad de elección del suministrador.

El suministro de gas natural solamente puede ser efectuado por parte de empresas que no desempeñen ninguna otra actividad en el sector del gas natural, salvo actividades de importación, exportación, producción y venta al por mayor. Existe igualmente una separación jurídica obligatoria del operador del sistema de distribución, así como unas limitaciones en los porcentajes máximos de aprovisionamiento y de comercialización para favorecer la competencia y la entrada de nuevos operadores.

Mediante la Delibera nº 573 de diciembre 2013, el Regulador italiano publicó las tarifas para el periodo 2014-2019, sin cambios de fondo en su metodología.

2.4. Regulación del sector eléctrico en España

Principales características del sector eléctrico en España

La regulación del sector eléctrico en España se reformó a lo largo del ejercicio 2013 mediante la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que adaptaba la Ley anterior (Ley 54/1997, de 27 de noviembre) a las circunstancias tanto de la economía como del sector eléctrico y energético en España.

La nueva Ley, que entró en vigor el 28 de diciembre de 2013, mantenía la estructura administrativa y de competencias establecida en la regulación anterior. Así, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo es el organismo competente para la regulación de los sectores de gas y electricidad, mientras que la CNMC es la autoridad regulatoria que tiene

encomendadas las tareas de mantener y asegurar la competencia efectiva y el funcionamiento transparente de los sectores energéticos españoles. Las Consejerías correspondientes de las Comunidades Autónomas tienen competencias, tanto de desarrollo normativo, como de ejecución de la normativa. El Consejo de Seguridad Nuclear ejerce competencias específicas sobre las instalaciones que emplean dicha tecnología.

Asimismo, el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley establece una separación jurídica estricta entre el operador del sistema y las actividades de generación o de comercialización de energía eléctrica.

El sector eléctrico tiene las siguientes características principales:

- Es un sector en el que conviven actividades reguladas y no reguladas, siendo las actividades reguladas el transporte y la distribución de electricidad (así como la operación del sistema y la operación del mercado); y las actividades no reguladas la generación y la comercialización de electricidad.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2009/72/CE), todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de electricidad. Desde el 1 de julio de 2009, existe un sistema de tarifa de último recurso aplicable a los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW. Esta tarifa de último recurso consiste en un precio de energía determinado por la Administración, más el peaje que corresponda por la potencia contratada. A partir del 1 de enero de 2014, esta tarifa regulada pasa a denominarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), quedando la tarifa de último recurso como el precio regulado aplicable a los consumidores que tengan la condición de vulnerables y aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de comercializador en el mercado libre.

- La electricidad consumida en España se produce mayoritariamente en el territorio nacional, ya que las interconexiones internacionales con Francia y Portugal tienen capacidad reducida.
- Desde el 1 de julio de 2007 entró en funcionamiento el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL) entre España y Portugal de forma efectiva, que ha supuesto la integración de los sistemas eléctricos de ambos países (aunque dicha integración todavía no es perfecta).
- El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas convencionales, entre ellas Gas Natural Fenosa.

Con objeto de eliminar el déficit del sector, se han ido adoptando a lo largo de los últimos años diversas disposiciones con importantes medidas y ajustes sobre las distintas actividades del sector eléctrico, tal y como se recoge a continuación:

- El 24 de diciembre de 2010 se publicó el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, cuyos principales aspectos son los siguientes:
 - Las empresas financiarán el bono social hasta 2013 y asumirán el coste de las políticas de ahorro y eficiencia energética en el período 2011-2013.
 - Todas las empresas generadoras de electricidad, tanto del régimen ordinario como las de energías renovables y cogeneración, pagarán un peaje de 0,5 euros/MWh.
 - Se limitaba durante tres años las horas con derecho a prima de las plantas fotovoltaicas, al igual que ha ocurrido con otros sectores como el eólico y el termosolar.
 - Se modificaban los límites máximos del déficit de tarifa en 2010, 2011 y 2012 para adecuarlo a las desviaciones y se mantiene en el año 2013 el punto en el que se alcanza la suficiencia tarifaria.
- El 31 de marzo de 2012 se publicó el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponían directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptaban medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Los ajustes incluidos para la reducción del déficit del sector eléctrico supusieron una reducción de los costes del sistema de 1.764 millones de euros, procedentes, entre otros, de una reducción del 10% de la retribución de la actividad de distribución, un 75% de reducción de los costes de gestión comercial de las distribuidoras, una reducción del 10% de los pagos por capacidad, el volumen de producción con carbón nacional y el servicio de disponibilidad, a la vez que se recuperaban y se incorporaban al sistema eléctrico determinados saldos remanentes de la CNE y del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía.
- El 14 de julio de 2012 se publicó el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la actividad con el objetivo de equilibrar el sector eléctrico, introduciendo nuevos ajustes, principalmente sobre la retribución de la actividad de transporte y la generación en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

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

- Sustitución del índice de actualización de los costes del sector eléctrico, de forma que, con efectos a partir del 1 de enero de 2013, las retribuciones, tarifas y primas se actualizarán tomando como referencia el IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente), que sustituye la referencia al IPC prevista en la normativa del sector eléctrico.

Posteriormente, el Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013 aprobó un paquete de medidas denominado reforma energética que comprende el Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan Medidas Urgentes para garantizar la Estabilidad Financiera del Sistema Eléctrico (que dio lugar a la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico) y cuyas principales medidas son las siguientes:

- Retribución actividad de transporte y distribución eléctrica:
 - Desde 1 de enero de 2013 hasta el 14 de julio de 2013 se mantuvo la retribución actual con carácter definitivo.
 - Desde 14 de julio de 2013 hasta 31 de diciembre de 2013 se referenció la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado con 100 puntos básicos.
 - A partir de 1 de enero de 2014 la tasa de retribución se referenciará al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado con 200 puntos básicos.
- Régimen especial:
 - Se estableció un nuevo régimen económico para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos que se basa en la retribución por venta de la energía generada valorada al precio de mercado.
 - Se estableció una retribución adicional a la del mercado, en caso de resultar necesario, para recuperar los costes de inversión y de operación basados en parámetros estándares por tecnología hasta que se llegue a percibir una rentabilidad razonable, que para las instalaciones existentes se fijará en el rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años incrementado con 300 puntos básicos.
 - Se podrán establecer incentivos especiales para la producción insular y extrapeninsular.
 - Este nuevo régimen económico se revisará cada 6 años.
- Déficit de tarifa:
 - Se incrementó el límite total de avales del Estado para cubrir los 4.000 millones de euros del déficit adicional de 2012.
- Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares:
 - Se limitó al 50% estos extracostes de 2013 que serán financiados a través de los Presupuestos Generales del Estado de 2014.
- Incentivo a la inversión:
 - Desde 14 de julio de 2013 la cuantía correspondiente al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de producción pasó de 26.000 euros/MW/año a 10.000 euros/MW/año.
 - Se cobrará durante el doble de años que resten para cubrir el actual período de 10 años de percepción.
- Bono Social:
 - El coste del bono social será asumido por las matrices de los grupos que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de electricidad.
 - El porcentaje de reparto se calculará anualmente de manera proporcional a la suma de los puntos de suministro y clientes de las distribuidoras y comercializadoras.
 - Hasta la aprobación de la Orden Ministerial de fijación de porcentajes (el coste del

bono social será cubierto con cargo al sistema. 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.

- Se revisarán las características para conceder el bono social a partir del 1 de julio de 2014.
- Peajes de acceso:
 - Se habilita al Gobierno a revisar los peajes trimestralmente.
 - Se prevé una actualización en el plazo de un mes con una subida del 6,5% para lo que el 15 de julio de 2013 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitió a la Comisión Nacional de Energía la Propuesta de Orden para la elaboración del informe preceptivo.

En cuanto a la financiación del bono social a consumidores desfavorecidos, el 22 de marzo de 2012, el Tribunal Supremo dictó una Sentencia por la que declaró inaplicable el mecanismo de financiación del bono social por las empresas generadoras previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, al ser contrario a la Directiva 2003/54 de mercado interior de la electricidad. Tal y como se detalla con anterioridad, el Real Decreto-Ley 9/2013 obliga de nuevo a las mismas empresas a financiar el bono social, lo que está siendo objeto de recurso por los mismos motivos.

Finalmente, el 27 de diciembre se publicó la Ley 24/2013 del Sector eléctrico, del 26 de diciembre, cuyas principales novedades eran las siguientes:

- Respecto al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema:
 - Los parámetros para el establecimiento de las retribuciones tendrán una vigencia de seis años y para su revisión, que se llevará a cabo antes del comienzo del periodo regulatorio, se tendrá en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y de una rentabilidad adecuada para estas actividades.
 - Se distingue entre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos que son necesarios para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan, que se fijarán de acuerdo con la metodología que establezca el Gobierno, revisándose con carácter general peajes y cargos anualmente, o cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.
 - Se regulan los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos. La tarifa de último recurso queda como el precio regulado aplicable a los consumidores que tengan la condición de vulnerables y aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de comercializador en el mercado libre.
 - El régimen jurídico del cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas establece que las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico se realizarán, con carácter general, mensualmente y con igual periodicidad.
 - Se limitan los desajustes por déficit de ingresos de tal forma que su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados para ese ejercicio y la deuda

acumulada por desajustes no podrá superar el 5 por ciento de dichos ingresos. En el caso de que no se cumplan dichos límites se revisarán los peajes o cargos que correspondan. La parte del desajuste que no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a los derechos de cobro por la actividad que realizan. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés. En cuanto a los superávits de ingresos que pudieran resultar se destinarán a compensar desajustes de años anteriores y mientras existan deudas pendientes de años anteriores, los peajes de acceso o cargos no podrán ser revisados a la baja.

- Para el año 2013 se reconocía la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de euros que generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción.
- Se amplía la obligación de llevar contabilidad separada no sólo de las actividades eléctricas de aquellas que no lo sean sino también separar la contabilidad de la actividad de producción con retribución regulada y libre. Esta obligación se amplía a todos los productores con retribución regulada.
- Producción de energía eléctrica:
 - Se regula el cierre temporal de instalaciones de producción, el cual, estará sometido al régimen de autorización administrativa previa.
 - Se regulan los aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica y, el sistema de ofertas en el mercado diario, con la particularidad de que todas las unidades de producción deben realizar ofertas al mercado, incluidas las del extinto régimen especial.
 - Se regula la demanda y contratación de la energía, los derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica, así como el registro de régimen retributivo específico.
- Gestión económica y técnica del sistema:
 - Se regulan las funciones del operador del sistema y del operador del mercado, así como los procedimientos de certificación del operador del sistema por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de autorización y designación como gestor de la red de transporte por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que se notificarán a la Comisión Europea, así como el de certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea.
 - Se regula el acceso y conexión a las redes, definiendo claramente los conceptos de derecho de acceso y derecho de conexión así como los permisos de acceso y conexión, el procedimiento y requisitos para su concesión y los sujetos encargados de concederlos al amparo de unos criterios técnicos y económicos que se establecerán reglamentariamente.
- Actividad de transporte de energía eléctrica:
 - Se introduce expresamente el requisito de estar incluido en la planificación para el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones.
 - Se recogen las funciones que deberá desarrollar el transportista, anteriormente dispersas en normas de rango legal y reglamentario.

- Distribución de energía eléctrica:
 - Se introduce la definición de instalaciones de distribución
 - Se recogen las obligaciones y funciones de las empresas de distribución de energía eléctrica distinguiendo entre aquellas que son ejecutadas como titulares de las redes de distribución y aquellas que son realizadas como empresas gestoras de la red de distribución.
- Régimen de inspecciones, infracciones y sanciones:
 - Se revisa la tipificación de infracciones y la inclusión de nuevas infracciones, al haber identificado determinadas conductas que no habían sido contempladas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y que tienen un impacto negativo en la sostenibilidad económica y en el funcionamiento del sistema eléctrico.
 - Se revisa la cuantía de las sanciones, se amplían las sanciones accesorias existentes, y se modifica la competencia para la imposición de sanciones.

La regulación de las actividades del sector eléctrico en España

Las actividades del sector eléctrico, se clasifican entre: 1) actividades reguladas: transporte y la distribución de electricidad; y 2) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

2.4.1. Actividades Reguladas

Las actividades reguladas se caracterizan por el hecho de que el acceso a las mismas está sometido a autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y su ejercicio está sometido a una serie de obligaciones específicas:

- *Necesidad de autorización administrativa previa:* La realización de las actividades reguladas requiere una autorización administrativa previa de carácter reglado, para cuya obtención el solicitante básicamente tiene que demostrar su capacidad legal, técnica y económica para el ejercicio de dicha actividad. Dicha autorización concede un monopolio legal para un determinado territorio.
- *Remuneración establecida normativamente:* Las directrices generales por las que se establece la remuneración de estas actividades se regulan por el Real Decreto-ley 9/2013. Asimismo, el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, y el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, establecen las metodologías retributivas de la actividad de transporte y distribución y pretenden asegurar una adecuada remuneración del ejercicio de dichas actividades y el desarrollo de las redes. No obstante dichas metodologías no serán de aplicación hasta que no se publiquen las Órdenes Ministeriales que establezcan los valores unitarios de costes de inversión, operación y mantenimiento. La remuneración a percibir por el desempeño de estas actividades se actualiza anualmente por medio de orden ministerial.

El marco regulatorio del sector eléctrico en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

- *Sometimiento a obligaciones específicas:* El ejercicio de las actividades reguladas está sometido a obligaciones específicas para permitir asegurar el desarrollo de la competencia en la fase de comercialización. Las dos obligaciones principales en este sentido consisten en permitir el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución y la obligación de mantener separadas las actividades reguladas y las no reguladas.

El Real Decreto 1955/2000 regula el acceso de los terceros a la red, determinando los sujetos con derecho de acceso, cómo realizar la solicitud, los plazos de la misma, las causas de denegación de acceso, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema. Los titulares de las redes de transporte y distribución tienen derecho a percibir una retribución como compensación por dicho acceso, que se actualizan anualmente por orden ministerial.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no solo una separación contable, con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas y peajes, y jurídica, por medio de sociedades separadas, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

2.4.1.1. Transporte

El transporte de electricidad une los centros de producción con las redes de distribución y los clientes finales específicos. La red de transporte es propiedad principalmente de REE, aunque la sociedad de Gas Natural Fenosa, Unión Fenosa Distribución, S.A., tiene una pequeña proporción de la red de transporte secundario.

La retribución de la actividad de transporte se establece reglamentariamente, fijando una cuantía para cada sujeto que tiene en cuenta los costes acreditados de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de cada empresa, más un incentivo a su disponibilidad.

El marco retributivo vigente está determinado por el mencionado Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio (Nota 2.4).

El 30 de diciembre de 2013 se publicó el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la nueva metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. Este Real Decreto no será de aplicación hasta que no se publique la Orden Ministerial que establezca los valores unitarios de los costes de inversión, operación y mantenimiento, manteniéndose el marco dado por el Real Decreto-ley 9/2013.

2.4.1.2. Distribución

La distribución de energía eléctrica comprende todas aquellas actividades que tienen la función de hacer llegar la energía desde la red de transporte de alta tensión hasta los consumidores finales. Hasta el 1 de julio de 2009 los distribuidores eran a la vez titulares de las instalaciones de distribución, gestores de la red de distribución y suministradores a tarifa de consumidores finales.

Sin embargo, a partir del 1 de julio de 2009 la actividad de las distribuidoras quedó restringida a la titularidad y gestión de las redes de distribución, siendo, en su caso, las

comercializadoras de cada grupo las encargadas del suministro de último recurso, que se menciona en el apartado 2.4.2.2.

El marco retributivo vigente está determinado por el mencionado Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio (Nota 2.4).

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 30 de diciembre de 2013 se publicó el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Este Real Decreto no será de aplicación hasta que no se publique la Orden Ministerial que establezca los valores unitarios de los costes de inversión, operación y mantenimiento, manteniéndose el marco dado por el Real Decreto-ley 9/2013.

2.4.2. Actividades no reguladas

2.4.2.1. Generación de electricidad

Con arreglo a la Ley 54/1997, vigente hasta el 27 de diciembre de 2013, la actividad de generación de energía eléctrica comprende la producción de generación de energía eléctrica en régimen ordinario y la actividad de generación de energía eléctrica en régimen especial.

El régimen especial estaba reservado para las plantas de hasta 50 MW de potencia instalada que utilizan energías renovables como fuente de energía, residuos y la cogeneración. En régimen ordinario producen el resto de plantas de generación de energía eléctrica, esto es, aquellas que tienen una potencia superior a 50 MW y/o utilizan una fuente primaria distinta de las anteriores como energía nuclear, gas natural o carbón. Sin embargo, esta distinción entre régimen especial y ordinario ha desaparecido en la nueva Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, de modo que las nuevas instalaciones que utilicen energías renovables deberán acudir al mercado en igualdad de condiciones que las instalaciones convencionales; si bien, las instalaciones de generación con energías renovables mantienen como principales ventajas un régimen retributivo específico, y la prioridad de despacho, a igualdad de condiciones económicas.

La retribución de la actividad de generación se realiza con base en los precios del mercado de producción eléctrica. La energía producida en el sistema se vende en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica, regulado por el Real Decreto 2019/1997, bien en el mercado organizado *spot* o *pool* eléctrico o bien mediante contratos bilaterales, físicos y financieros, y la contratación a plazo.

Desde el año 2006 hasta el 1 de julio de 2009 la normativa estableció la obligación sobre generadores de minorar, de los ingresos de generación, el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados previa y gratuitamente.

El Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, contempló que la financiación de los costes de gestión de residuos radiactivos y del combustible gastado en las centrales nucleares a partir de la constitución de ENRESA como entidad pública empresarial se realizará mediante el pago de una tasa directamente proporcional a la energía generada, por parte de las empresas titulares de las centrales en explotación.

El 2 de octubre de 2010 se publicó el Real Decreto 1221/2010 por el que se modifica el Real Decreto 134/2010 que creó un mecanismo de restricciones por garantía de suministro de centrales de carbón autóctono, contemplándose un precio regulado para retribuir dicha energía. El mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro estará vigente únicamente hasta finales de 2014.

La Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre de 2011 regula la retribución en concepto de pago por capacidad, incluyendo el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo, modificando la retribución del incentivo a la inversión en capacidad establecido en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre y regulando el servicio de disponibilidad a medio plazo de aplicación a las tecnologías marginales del mercado diario, es decir, las centrales de fuel-oil, las centrales de ciclo combinado y las de carbón, siendo asimismo de aplicación para las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse.

En el ejercicio 2013 entró en vigor la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética cuyos principales aspectos referentes a la actividad de generación de electricidad son:

- Establece un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en el sistema eléctrico español. El impuesto se aplicará a la producción de todas las instalaciones de generación al tipo del 7 %.
- Regula dos nuevos impuestos: el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y el impuesto sobre la actividad de almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas al objeto de compensar a la sociedad por las cargas que debe soportar como consecuencia de dicha generación.
- De otro lado, la Ley revisa el tratamiento fiscal aplicable a los diferentes productos energéticos utilizados para la producción de electricidad. Para las actividades de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles se suprimen determinadas exenciones para someter a gravamen a los productos energéticos utilizados para la generación combinada de calor y electricidad. En este mismo sentido, para dar un tratamiento análogo a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía fósil, se eleva el tipo de gravamen sobre el carbón, y al mismo tiempo, se crean tipos específicos que gravan los fuelóleos y los gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de electricidad y calor útil.
- Establece un nuevo canon a los bienes de dominio público a la utilización o aprovechamiento de las aguas continentales para su explotación hidroeléctrica.

Los ingresos derivados de estos impuestos vienen a minorar el déficit de actividades reguladas del sistema eléctrico.

El 19 de octubre de 2013 se publicó el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación. Con la publicación de este Real Decreto se completa la transposición de la Directiva de Emisiones Industriales.

El 30 de octubre de 2013 se publicó la Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras, modifica entre otros el Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos creado por la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, así como algunos aspectos de la Ley 38/1992 de Impuestos especiales relativos a la gestión del Impuesto especial sobre el gas y las exenciones en el Impuesto eléctrico.

El 1 de noviembre de 2013 se publicó la Orden IET/2013/2013 por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. En ella se establece un procedimiento de subastas, para la asignación de este servicio, que será gestionado por el Operador del Sistema y supervisado por la CNMC. Posteriormente, esta Orden fue modificada por la Orden IET/346/2014.

El Régimen retributivo específico para la generación con energías renovables, cogeneración y residuos se estableció en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y 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).
- 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.

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 4 de octubre se publicó el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares según el cual se realiza la adaptación de la titularidad de las centrales nucleares a lo dispuesto en la Ley 25/1964 sobre energía nuclear. El Real Decreto-ley 13/2014 establece que, si a la fecha de su entrada en vigor la titularidad de la autorización de explotación de una central nuclear no se hubiera adaptado a lo establecido en la Ley 25/1964 dicha titularidad se entenderá transferida a la entidad que a esa fecha tenga encomendada la explotación de la central nuclear por parte de los titulares de la autorización de explotación. Quedarán con ello sin efecto los planes de adaptación que, en su caso, se encuentren en tramitación.

2.4.2.2. La comercialización de electricidad

La actividad de comercialización se basa en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.



Como se ha mencionado anteriormente, desde 1 de julio de 2009 los consumidores con potencia contratada superior a 10 kW deben ser suministrados por un comercializador en el mercado libre, mientras que los que tienen una potencia igual o inferior a 10 kW tienen la opción de continuar consumiendo bajo un suministro de precio regulado (tarifa de último recurso). A partir de la nueva Ley 24/2013 esta tarifa regulada pasa a denominarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), quedando la tarifa de último recurso como el precio regulado aplicable a los consumidores que tengan la condición de vulnerables y aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de comercializador en el mercado libre.

Mediante sucesivas disposiciones se han ido regulado los criterios para el establecimiento de la tarifa de suministro de último recurso. De acuerdo con la legislación, la tarifa de último recurso y posteriormente el PVPC deberá recoger todos los costes del suministro de forma aditiva, incluyendo los costes de producción de la energía, los peajes de acceso y los costes de comercialización.

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. En él se determina la estructura de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán de aplicación a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW. Asimismo, se fija el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica que incluirá el precio voluntario para el pequeño consumidor.

Hasta la fecha, el citado coste de producción se ha venido estimando a partir del método de cálculo previsto en la normativa anterior tomando como referencia el resultado de la subasta que a tal efecto se celebraban (subastas CESUR). La subasta CESUR celebrada el 19 de diciembre de 2013 no fue validada por la CNMC como entidad supervisora de la misma, por lo que, el precio voluntario para el pequeño consumidor para el primer trimestre de 2014 se estableció por medio del Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre.

Con el citado real decreto 216/2014 se establece que la determinación del coste de producción se realizará con base en el precio horario del mercado diario durante el período al que corresponda la facturación. La facturación se efectuará por el comercializador de referencia con base en lecturas reales y considerando los perfiles de consumo salvo para aquellos suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, en los que la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo.

Asimismo se prevé como alternativa que el consumidor pueda contratar con el comercializador de referencia un precio fijo de la energía durante un año.

2.5. Regulación del sector de electricidad internacional

2.5.1. Generación

Gas Natural Fenosa está presente como generador en México, Panamá, Costa Rica, República Dominicana, Kenia y Puerto Rico.

En Costa Rica, Kenia y Puerto Rico la generación del grupo está bajo régimen de contratos de compromiso de capacidad (*Power Purchase Agreement* o PPA) con las entidades nacionales del sector, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Kenya Power and



Lighting Company (KPLC) y Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) respectivamente; las tres empresas públicas verticalmente integradas y responsables de modo exclusivo de transmisión, distribución y comercialización.

En México también existe generación en el mismo régimen de PPA, vendiendo la energía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y adicionalmente se puso en marcha, durante 2014, el parque eólico de Bii Hioxo, que vende su energía mediante contratos bilaterales a clientes finales.

En Panamá y República Dominicana la venta de la energía eléctrica generada se realiza mediante contratos bilaterales con las distribuidoras.

En todos los países mencionados, la regulación del sector eléctrico es conocida y estable, y se desarrolla y administra por reguladores independientes.

2.5.2. Distribución

En los países en los que Gas Natural Fenosa está presente como distribuidor de electricidad, Chile, Colombia, Moldavia y Panamá, la actividad de distribución está regulada. Las distribuidoras tienen la función de transportar la energía desde la red de transporte a los puntos de consumo de los clientes y además la función de suministrar energía, a tarifas reguladas, a los clientes regulados, los que por su nivel de consumo no pueden elegir suministrador. En cuanto a los clientes no regulados, que optan por comprar la energía a otro suministrador, deben pagar el peaje o tarifa regulada de distribución por el uso de las redes.

Las tarifas se ajustan periódicamente y de forma automática, para reflejar las variaciones del precio de compra de la energía y de la tarifa de transporte, así como la variación de los indicadores económicos.

En estos países existen marcos regulatorios y tarifarios estables que definen los procedimientos y trámites necesarios para la revisión periódica de tarifas y de márgenes de distribución. La revisión tarifaria se lleva a cabo con periodicidad entre cuatro y cinco años mediante la presentación ante los entes regulatorios correspondientes de los expedientes tarifarios.

En Panamá se aprobó, en julio de 2014, la retribución reconocida a la distribución para los siguientes cuatro años.

La actividad de distribución y transmisión eléctrica en Chile está regulada según un marco conocido y estable estando sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico. Las tarifas se actualizan anualmente para reflejar las variaciones en los índices de costos, y se revisan cuatrienalmente.

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.

Las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. con fecha 30 de enero de 2015, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2014 han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por Gas Natural SDG, S.A. y el resto de sociedades integradas en el grupo, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (en adelante "NIIF-UE"), de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Para la preparación de estas Cuentas anuales consolidadas se ha utilizado el enfoque del coste histórico, aunque modificado por los criterios de registro a valor razonable de los activos financieros disponibles para la venta, los instrumentos financieros derivados y las combinaciones de negocio.

Estas Cuentas anuales consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2014, de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el estado consolidado de resultado global, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de los flujos de efectivo consolidados, que se han producido en Gas Natural Fenosa en el ejercicio terminado en dicha fecha.

Las cifras contenidas en estas Cuentas anuales consolidadas se muestran en millones de euros, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

3.2 Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF

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 11, "Acuerdos conjuntos";
- NIIF 12, "Revelación de participaciones en otras entidades";
- NIC 27 (Modificación), "Estados financieros separados";
- NIC 28 (Modificación), "Inversiones en asociadas y en negocios conjuntos";
- NIC 32 (Modificación), "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 y modificaciones no ha supuesto ningún impacto significativo en las Cuentas anuales consolidadas, salvo por lo que respecta a la NIIF 11, que se detalla en la Nota 3.3.

Por otro lado, la Unión Europea ha adoptado en 2014 las siguientes normas, interpretaciones y modificaciones con entrada en vigor para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2015, que no han sido adoptadas anticipadamente:

- CINIIF 21 "Gravámenes";
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2011–2013;
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2010–2012;
- NIC 19 (Modificación), "Planes de prestaciones definidas: aportaciones de los empleados".

Del análisis de estas nuevas normas contables e interpretaciones a aplicar en los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2015 y siguientes, Gas Natural Fenosa no espera que su aplicación tenga efectos significativos sobre las Cuentas anuales consolidadas.

3.3 Comparación de la información

Tal y como se indica en la Nota 3.2, con fecha de 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" como consecuencia de la cual los negocios conjuntos (aquellos en los que los partícipes no tienen derechos sobre sus activos y obligaciones por sus pasivos, sino que ostentan derechos únicamente sobre los activos netos de las participadas) pasan a consolidarse por el método de la participación en lugar de por el método de integración proporcional. Por ello, las magnitudes correspondientes al ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2013, que se presentan a efectos comparativos, han sido reexpresadas.

Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11, los acuerdos conjuntos que han sido clasificados como negocios conjuntos en base a lo establecido en la Nota 3.4.1 han cambiado el método de consolidación de integración proporcional al método de la participación. Las entidades de negocios conjuntos son básicamente, Unión Fenosa Gas, EcoEléctrica LP (central de ciclo combinado ubicada en Puerto Rico), Nueva Generadora del Sur, S.A. (central de ciclo combinado ubicada en España), Eléctrica Conquense, S.A. y Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A. (sociedades de distribución eléctrica) y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración (Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A., Molinos del Cidacos, S.A., Cogeneración del Noroeste, S.A., Molinos de la Rioja, S.A. y otras).

En el análisis realizado para la clasificación de los acuerdos conjuntos no han surgido supuestos que hayan requerido de un juicio complejo para su clasificación, habiéndose basado en la representación de Gas Natural Fenosa en el Consejo de Administración y la participación en las decisiones significativas.

Por otro lado, los acuerdos conjuntos que han sido clasificados como operaciones conjuntas en base a lo establecido en la Nota 3.4.1 corresponden, en su mayor parte, a entidades sin personalidad jurídica en las que Gas Natural Fenosa comparte la propiedad con otros propietarios. Las entidades de operaciones conjuntas son básicamente, Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo (Grupo I), Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II), Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares y Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca.

En el apartado 2 del Anexo I se detallan todas las entidades de negocios conjuntos, incluyendo los porcentajes de participación y la actividad. En el apartado 3 del Anexo I se detallan todas las entidades de operaciones conjuntas incluyendo los porcentajes de participación y la actividad.

A continuación se detallan los impactos derivados de dicha reexpresión en el Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2013 y a 1 de enero de 2013, la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2013, el Estado consolidado de resultado global del ejercicio 2013 y el Estado de flujos de efectivo consolidado del ejercicio 2013:

Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2013

	31.12.13	Aplicación NIIF 11	31.12.13 reexpresado
ACTIVO			
Inmovilizado intangible	10.245	(2.277)	7.968
Inmovilizado material	21.411	(1.048)	20.363
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	96	2.297	2.393
Activos financieros no corrientes	1.457	(39)	1.418
Activo por impuesto diferido	1.051	(25)	1.026
ACTIVO NO CORRIENTE	34.260	(1.092)	33.168
Existencias	864	(81)	783
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.316	(178)	5.138
Otros activos financieros corrientes	253	(3)	250
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.252	(80)	4.172
ACTIVO CORRIENTE	10.685	(342)	10.343
TOTAL ACTIVO	44.945	(1.434)	43.511
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	13.444	-	13.444
Participaciones no dominantes	1.566	(43)	1.523
PATRIMONIO NETO	15.010	(43)	14.967
Ingresos diferidos	932	(13)	919
Provisiones no corrientes	1.564	(97)	1.467
Pasivos financieros no corrientes	15.508	(417)	15.091
Pasivo por impuesto diferido	2.562	(562)	2.000
Otros pasivos no corrientes	842	(132)	710
PASIVO NO CORRIENTE	21.408	(1.221)	20.187
Provisiones corrientes	134	-	134
Pasivos financieros corrientes	3.403	(52)	3.351
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	4.230	(87)	4.143
Otros pasivos corrientes	760	(31)	729
PASIVO CORRIENTE	8.527	(170)	8.357
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	44.945	(1.434)	43.511

Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2013

	01.01.13	Aplicación NIIF 11	01.01.13 reexpresado
ACTIVO			
Inmovilizado intangible	10.764	(2.491)	8.273
Inmovilizado material	22.308	(1.128)	21.180
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	100	2.413	2.513
Activos financieros no corrientes	983	(21)	962
Activo por impuesto diferido	1.036	(7)	1.029
ACTIVO NO CORRIENTE	35.191	(1.234)	33.957
Existencias	897	(94)	803
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.106	(229)	4.877
Otros activos financieros corrientes	1.259	-	1.259
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.434	(109)	4.325
ACTIVO CORRIENTE	11.696	(432)	11.264
TOTAL ACTIVO	46.887	(1.666)	45.221
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	13.261	-	13.261
Participaciones no dominantes	1.618	(39)	1.579
PATRIMONIO NETO	14.879	(39)	14.840
Ingresos diferidos	878	(10)	868
Provisiones no corrientes	1.665	(98)	1.567
Pasivos financieros no corrientes	18.046	(516)	17.530
Pasivo por impuesto diferido	2.688	(606)	2.082
Otros pasivos no corrientes	834	(141)	693
PASIVO NO CORRIENTE	24.111	(1.371)	22.740
Provisiones corrientes	144	(1)	143
Pasivos financieros corrientes	2.386	(95)	2.291
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	4.560	(127)	4.433
Otros pasivos corrientes	807	(33)	774
PASIVO CORRIENTE	7.897	(256)	7.641
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	46.887	(1.666)	45.221

Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2013

	2013	Aplicación NIIF 11	2013 reexpresado
Importe neto de la cifra de negocio	24.969	(647)	24.322
Aprovisionamientos	(17.228)	336	(16.892)
Otros ingresos de explotación	213	(12)	201
Gastos de personal	(861)	34	(827)
Otros gastos de explotación	(2.274)	53	(2.221)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(1.907)	295	(1.612)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	40	-	40
Otros resultados	11	-	11
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2.963	59	3.022
RESULTADO FINANCIERO	(838)	35	(803)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	7	(69)	(62)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2.132	25	2.157
Impuesto sobre beneficios	(468)	(31)	(499)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.664	(6)	1.658
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.664	(6)	1.658
Atribuible a:			
Sociedad dominante	1.445	-	1.445
Participaciones no dominantes	219	(6)	213
	1.664	(6)	1.658
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	1,44	-	1,44
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	1,44	-	1,44



Estado consolidado de resultado global del ejercicio 2013

	2013	Aplicación NIIF 11	2013 reexpresado
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.664	(6)	1.658
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(473)	2	(471)
Partidas que no se traspasarán a resultados:			
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	3	-	3
Efecto impositivo	(1)	-	(1)
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	-	-
Por coberturas de flujo de efectivo	(21)	(6)	(27)
Diferencias de conversión	(460)	18	(442)
Efecto impositivo	6	2	8
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	-	(12)	(12)
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	38	-	38
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	-	-
Por coberturas de flujo de efectivo	48	(7)	41
Diferencias de conversión	2	-	2
Efecto impositivo	(12)	1	(11)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	-	6	6
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL EJERCICIO	(435)	2	(433)
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL EJERCICIO	1.229	(4)	1.225
Atribuible a:			
Sociedad dominante	1.094	-	1.094
Participaciones no dominantes	135	(4)	131

Estado de flujos de efectivo consolidado del ejercicio 2013

	2013	Aplicación NIIF 11	2013 reexpresado
Resultado antes de impuestos	2.132	25	2.157
Ajustes del resultado:	2.608	(261)	2.347
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	1.907	(295)	1.612
Otros ajustes del resultado neto	701	34	735
Cambios en el capital corriente	(119)	15	(104)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(1.162)	67	(1.095)
Pago de intereses	(789)	21	(768)
Cobro de intereses	95	-	95
Cobro de dividendos	8	26	34
Pagos por impuestos sobre beneficios	(476)	20	(456)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	3.459	(154)	3.305
Pagos por inversiones:	(2.485)	37	(2.448)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(47)	-	(47)
Inmovilizado material e intangible	(1.417)	36	(1.381)
Otros activos financieros	(1.021)	1	(1.020)
Cobros por desinversiones:	1.280	-	1.280
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	55	-	55
Inmovilizado material e intangible	16	-	16
Otros activos financieros	1.209	-	1.209
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	105	(1)	104
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	105	(1)	104
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(1.100)	36	(1.064)
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio:	-	-	-
Emisión	-	-	-
Adquisición	-	-	-
Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	(1.349)	127	(1.222)
Emisión	5.221	40	5.261
Devolución y amortización	(6.570)	87	(6.483)
Pagos por dividendos	(1.057)	-	(1.057)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(91)	18	(73)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(2.497)	145	(2.352)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(44)	2	(42)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(182)	29	(153)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.434	(109)	4.325
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	4.252	(80)	4.172

3.4 Políticas contables

Las principales políticas contables utilizadas para la elaboración de estas Cuentas anuales consolidadas han sido las siguientes:

3.4.1 Consolidación

a) *Dependientes*

Se consideran sociedades dependientes aquellas entidades controladas por Gas Natural Fenosa. Gas Natural Fenosa controla una entidad cuando, por su implicación en ella, está expuesta o tiene derecho, a unos rendimientos variables y tiene la capacidad de influir en dichos rendimientos a través del poder que ejerce sobre ella.

Las dependientes se consolidan por el método de integración global a partir de la fecha en que se transfiere el control a Gas Natural Fenosa, y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de dependientes se utiliza el método de adquisición. El coste de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio, y de cualquier contraprestación adicional que dependa de eventos futuros (siempre que sea probable y pueda valorarse con fiabilidad).

Los activos intangibles adquiridos mediante una combinación de negocios se reconocen separadamente del fondo de comercio si se cumplen los criterios de reconocimiento de activos, o sea, si son separables o tienen su origen en derechos legales o contractuales y cuando su valor razonable puede valorarse de manera fiable.

Los activos identificables adquiridos y los pasivos o pasivos contingentes incurridos o asumidos como resultado de la transacción, se valoran inicialmente a su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del porcentaje de las participaciones no dominantes.

Para cada combinación de negocios, Gas Natural Fenosa puede optar por reconocer cualquier participación no dominante en la adquirida por el valor razonable o por la parte proporcional de la participación no dominante de los importes reconocidos de los activos netos identificables de la adquirida.

Los costes relacionados con la adquisición se reconocen como gastos en el ejercicio en que se incurre en ellos.

El exceso de coste de la adquisición respecto al valor razonable de la participación de Gas Natural Fenosa en los activos netos identificables adquiridos se registra como fondo de comercio. Si el coste de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la dependiente adquirida, se reconoce la diferencia directamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

El periodo de valoración de las combinaciones de negocio se inicia en la fecha de adquisición y finaliza cuando Gas Natural Fenosa concluye que no puede obtener más información sobre los hechos y circunstancias que existían a la fecha de adquisición. Este periodo, en ningún caso, superará un año desde la fecha de adquisición. Durante el periodo de valoración la combinación de negocios se considera provisional y reconocerán ajustes del importe provisional, en su caso, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición.

En una combinación de negocios realizada por etapas, Gas Natural Fenosa valora su participación previa en el patrimonio de la sociedad adquirida por su valor razonable en la fecha de control, reconociendo las ganancias o pérdidas resultantes en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

En el proceso de consolidación, se eliminan las transacciones, los saldos y las ganancias no realizadas entre sociedades de Gas Natural Fenosa. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido.

Las participaciones no dominantes en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes se presenta de forma detallada en los epígrafes de "Participaciones no dominantes" en el Balance de situación consolidado y de "Resultado atribuible a participaciones no dominantes" en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

En relación con las adquisiciones o ventas de sin pérdida de control, la diferencia entre el precio pagado o recibido y su valor neto contable, se registra como transacciones patrimoniales, no generando ni fondo de comercio ni resultado.

Las opciones de venta otorgadas a accionistas minoritarios de sociedades dependientes en relación con participaciones en dichas sociedades, se valoran al valor actual del importe a reembolsar, esto es, su precio de ejercicio y se presentan en el epígrafe de "Otros pasivos".

b) Acuerdos conjuntos

En un acuerdo conjunto las partes se encuentran vinculadas a través de un acuerdo contractual que otorga a dos o más de esas partes el control conjunto del acuerdo. Existe control conjunto cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de todas las partes comparten el control.

Un acuerdo conjunto se clasifica como operación conjunta si las partes ostentan derechos sobre los activos de este y tienen obligaciones por sus pasivos o como negocio conjunto si los partícipes ostentan derechos únicamente sobre los activos netos de las participadas.

Las participaciones en operaciones conjuntas se consolidan por el método de integración proporcional y las participaciones en negocios conjuntos se consolidan por el método de la participación.

Bajo el método de la participación, los intereses en negocios conjuntos se reconocen inicialmente a su coste y se ajusta a partir de entonces para reconocer la participación de Gas Natural Fenosa en los beneficios y pérdidas posteriores a la adquisición y movimientos en otro resultado global.

En cada fecha de presentación de información financiera, Gas Natural Fenosa determina si existe alguna evidencia objetiva de que se haya deteriorado el valor de la inversión en un negocio conjunto. Si este fuese el caso, Gas Natural Fenosa calcula el importe de la pérdida por deterioro del valor como la diferencia entre el importe recuperable del negocio conjunto y su importe en libros y reconoce el importe en el epígrafe "Resultado de entidades valoradas por el método de la participación" en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los activos y pasivos asignados a las operaciones conjuntas se presentan en el Balance de situación consolidado clasificados de acuerdo con su naturaleza específica y al porcentaje de participación de Gas Natural Fenosa. De la misma forma, los ingresos y gastos con origen en operaciones conjuntas se presentan en la Cuenta de pérdidas y ganancias

consolidada de acuerdo a su propia naturaleza y al porcentaje de participación de Gas Natural Fenosa.

c) Asociadas

Asociadas son todas las entidades sobre las que Gas Natural Fenosa ejerce influencia significativa, capacidad de participar en las decisiones financieras y operativas, pero no tiene control que, generalmente, viene acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto.

Las inversiones en asociadas se contabilizan por el método de la participación.

d) Perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las sociedades participadas directa e indirectamente por Gas Natural Fenosa que han sido incluidas en el perímetro de consolidación.

En el Anexo II se incluyen las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en los ejercicios 2014 y 2013, siendo las más relevantes las siguientes:

Ejercicio 2014

En el ejercicio 2014 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación corresponden a la enajenación, en junio de 2014, de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 26) y a la adquisición, en noviembre de 2014, del 96,72% del grupo chileno Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) dedicado, principalmente, a la distribución y transmisión de electricidad, gas natural y gas licuado del petróleo (Nota 29).

Ejercicio 2013

En el ejercicio 2013 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación correspondieron a la enajenación, en febrero de 2013, de las participaciones del 83,7% en las empresas de distribución de electricidad en Nicaragua, Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. y Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (Nota 26).

3.4.2 Transacciones en moneda extranjera

Las partidas incluidas en las Cuentas anuales consolidadas de cada una de las entidades de Gas Natural Fenosa se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las Cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda de presentación de Gas Natural Fenosa.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se reconocen en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de Gas Natural Fenosa (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria) que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada Balance de situación presentado se convierten al tipo de

cambio de cierre en la fecha del Balance.

- Los ingresos y gastos de cada Cuenta de pérdidas y ganancias se convierten a los tipos de cambio medios mensuales, a menos que esta medida no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el Estado consolidado de resultado global y el importe acumulado se registra en el epígrafe de "Diferencias de conversión" del Patrimonio neto.

Los ajustes al fondo de comercio y al valor razonable que surgen en la adquisición de una entidad extranjera se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre.

Los tipos de cambio respecto del euro (EUR) de las principales divisas de las sociedades de Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2014 y 2013 han sido los siguientes:

	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado
Dólar estadounidense (USD)	1,21	1,33	1,38	1,33
Peso Argentino (ARS)	10,32	10,71	8,97	7,26
Real Brasileño (BRL)	3,22	3,12	3,23	2,87
Peso Colombiano (COP)	2.905	2.651	2.657	2.483
Peso Chileno (CLP)	738,35	756,80	-	-
Peso Mejicano (MXN)	17,89	17,65	18,02	16,96
Balboa Panameño (PAB)	1,21	1,33	1,38	1,33
Lei Moldavo (MDL)	18,95	18,61	17,95	16,68

3.4.3 Inmovilizado intangible

a) Fondo de comercio

El fondo de comercio representa el exceso del coste de adquisición sobre el valor razonable de la participación en los activos netos identificables de la dependiente, controlada conjuntamente o asociada adquirida, en la fecha de adquisición. El fondo de comercio relacionado con adquisiciones de dependientes se incluye en inmovilizado intangible y el relacionado con adquisiciones de asociadas o controladas conjuntamente se incluye en inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.

El fondo de comercio que se deriva de las adquisiciones realizadas antes del 1 de enero de 2004 se registra por el importe reconocido como tal en las Cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2003 preparadas bajo los principios contables españoles.

El fondo de comercio no se amortiza y se revisa anualmente para analizar las posibles pérdidas por deterioro de su valor, registrándose en el Balance de situación consolidado a su valor de coste menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

Las pérdidas por deterioro del fondo de comercio no son reversibles.



b) Concesiones y similares

En este epígrafe se recoge el coste de adquisición de las concesiones si se adquieren directamente a un organismo público o similar, el valor razonable atribuido a la concesión en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios o el coste de construcción y mejora de las infraestructuras destinadas a concesiones, de acuerdo con la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios".

Los activos afectos a la mencionada CINIIF 12, que son aquéllos en los que el concedente controla los servicios que Gas Natural Fenosa (operador) debe prestar y la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo, se registran como activo financiero si el operador tiene un derecho incondicional a percibir efectivo del concedente y como activo intangible si el operador no tiene tal derecho, sino que tiene el derecho a cobrar a los usuarios del servicio. Los ingresos y gastos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de las infraestructuras se registran por su importe bruto. Dado que los acuerdos de concesión no especifican la retribución correspondiente a estos conceptos, el valor razonable de los ingresos se estima por referencia a los gastos incurridos sin margen.

Los activos incluidos en este epígrafe se amortizan linealmente en el período de duración de cada una de las concesiones, salvo en el caso del gasoducto Magreb-Europa que, para reflejar adecuadamente el patrón de consumo esperado de los beneficios económicos futuros, se basa en el volumen de gas transportado durante la vida del derecho de uso, lo que supone una amortización acumulada que no es menor que la que se obtendría al utilizar un método de amortización lineal.

Asimismo, las concesiones de distribución y transmisión eléctrica en España y Chile, así como las concesiones de distribución de gas en Chile, adquiridas básicamente como parte de una combinación de negocios, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual de acuerdo a lo descrito en la Nota 3.4.5.

c) Aplicaciones informáticas

Los costes directamente relacionados con la producción de programas informáticos que sea probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costes se reconocen como inmovilizado intangible. Los costes directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costes de aplicaciones informáticas reconocidos como activos se amortizan linealmente en un período de cuatro años desde el momento en que están disponibles para la entrada en explotación de la aplicación.

d) Gastos de investigación

Los gastos de investigación se reconocen como gasto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada cuando se incurren.

e) Otro inmovilizado intangible

En otro inmovilizado intangible principalmente se incluyen los siguientes conceptos:

- El coste de la adquisición de los derechos de regasificación en exclusiva de la planta de regasificación de Peñuelas (Puerto Rico), que se amortiza linealmente hasta la fecha de extinción de los derechos (2025).

- El coste de las licencias de explotación de parques de generación eólica, básicamente adquiridos como consecuencia de combinaciones de negocios, que se amortizan en 20 años una vez puestos en funcionamiento.
- Los contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos como parte de una combinación de negocios, que se valoran a valor razonable y se amortizan linealmente en la duración de los mismos, que no difiere significativamente del patrón de consumo esperado.

No existen inmovilizados intangibles con una vida útil indefinida distintos del fondo de comercio, de las mencionadas concesiones de distribución y transmisión de electricidad y de las concesiones de distribución de gas.

3.4.4 Inmovilizado material

a) Coste

Los bienes comprendidos en el inmovilizado material se valoran al precio de adquisición o al coste de producción o el valor atribuido al activo en caso de que se adquiera como parte de una combinación de negocios.

Forman parte del inmovilizado material los costes financieros correspondientes a la financiación de los proyectos de instalaciones técnicas durante el período de construcción, hasta la preparación del activo para su uso.

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo como mayor valor del bien exclusivamente cuando suponen un aumento de su capacidad, productividad o prolongación de su vida útil.

Los costes de reparaciones importantes se activan y se amortizan durante la vida útil estimada de los mismos (generalmente, de 2 a 6 años), mientras que los gastos recurrentes de mantenimiento se imputan a los resultados del ejercicio en que se incurren.

Los importes relacionados con los trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado material corresponden al coste directo de producción.

Se registra como inmovilizado material el gas no extraíble preciso para la explotación de los almacenamientos subterráneos de gas natural (gas colchón), amortizándose en el período de vida útil del almacenamiento subterráneo.

Los gastos derivados de las actuaciones empresariales encaminadas a la protección y mejora del medio ambiente se contabilizan como gasto del ejercicio en que se incurren.

Cuando suponen incorporaciones al inmovilizado material, cuyo fin sea la minimización del impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se contabilizan como mayor valor del inmovilizado.

Los costes futuros a los que Gas Natural Fenosa deberá hacer frente en relación con el cierre de determinadas instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión (Nota 3.4.16).

Los beneficios y pérdidas en ventas son determinados por comparación del precio de venta con los valores contables y son registrados en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.



b) Amortización

Los activos se amortizan linealmente, durante su vida útil estimada o, en caso de ser menor, durante la duración de la concesión. Las vidas útiles estimadas son:

	Años de vida útil estimada
Construcciones	33-50
Buques para el transporte de gas natural licuado	25-30
Instalaciones técnicas (red de distribución y transporte de gas)	20-40
Instalaciones técnicas (centrales hidráulicas)	14-65
Instalaciones técnicas (centrales de carbón)	25-40
Instalaciones técnicas (centrales de ciclo combinado)	25
Instalaciones técnicas (centrales nucleares)	40
Instalaciones técnicas (parques eólicos)	20
Instalaciones técnicas (red de transporte eléctrica)	30-40
Instalaciones técnicas (red de distribución eléctrica)	18-40
Equipos informáticos	4
Elementos de transporte	6
Otros elementos	3-20

Las centrales hidráulicas están sujetas al régimen de concesión administrativa temporal. A la terminación de los plazos establecidos para las concesiones administrativas, las instalaciones han de revertir al Estado en condiciones de buen uso, lo que se consigue gracias a los programas de mantenimiento de las mismas.

En el cálculo de la dotación de la amortización de las centrales hidráulicas se diferencian los distintos tipos de elementos que las integran, distinguiendo las inversiones en obra civil (cuyo plazo de amortización está en función del período de la concesión), el equipo electromecánico (40 años) y el resto del inmovilizado (14 años), en cualquier caso atendiendo al uso de la central y con el límite máximo del plazo de la concesión (entre los años 2022 y 2063).

Gas Natural Fenosa amortiza sus centrales nucleares en una vida útil de 40 años que corresponde a la vida teórica de sus componentes principales. El permiso de explotación de estas instalaciones suele abarcar períodos sucesivos de 10 años, sin que pueda solicitarse su renovación hasta un momento próximo a la finalización de cada uno de ellos. No obstante, considerando el óptimo rendimiento de estas instalaciones, así como sus programas de mantenimiento, se considera que la renovación de dichos permisos podrá ser obtenida, al menos, hasta alcanzar el período de 40 años de vida útil.

Los valores residuales y las vidas útiles de los activos se revisan, ajustándolos, en su caso, en la fecha de cada Balance de situación.

Cuando el valor contable de un activo es superior a su importe recuperable estimado o cuando ya no es útil, debido, por ejemplo, a desplazamientos en la red de distribución, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable (Nota 3.4.5).

c) Operaciones de exploración y producción

Gas Natural Fenosa registra las operaciones de exploración de gas y carbón de acuerdo con el método de exploración con éxito, cuyo tratamiento es el siguiente:

- Costes de exploración

Los costes de exploración (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costes relacionados), excluyendo los costes de perforación, se cargan a resultados en el momento en que se producen.

Si, como consecuencia de los sondeos de exploración, se encuentran reservas probadas, los costes son traspasados a Inversiones en zonas con reservas. Sin embargo, si no se encuentran reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados.

- Inversiones en zonas con reservas

Los costes de adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas, los costes de desarrollo para extracción, tratamiento y almacenaje, así como el valor actual estimado de los costes de abandono, se capitalizan y se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas al inicio del período de amortización.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable.

3.4.5 Pérdidas por deterioro de valor de los activos

Los activos se revisan, para analizar las posibles pérdidas por deterioro, siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el valor neto contable puede no ser recuperable. Adicionalmente se revisa al menos anualmente para los fondos de comercio y los inmovilizados intangibles que, o bien no están en explotación, o tienen vida indefinida.

Cuando el importe recuperable es menor que el valor neto contable del activo, se reconoce en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada una pérdida por deterioro por la diferencia entre ambos. El importe recuperable se calcula como el mayor entre el valor razonable del activo menos los costes para la venta y su valor de uso por el procedimiento del descuento de los flujos de efectivo futuros. Gas Natural Fenosa está considerando como importe recuperable el valor en uso, para cuyo cálculo, se emplea la metodología que se describe a continuación.

A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que es posible identificar flujos de efectivo independientes. Tanto los activos como fondos de comercio se asignan a estas unidades generadoras de efectivo (UGEs).

Las UGEs se han definido siguiendo los siguientes criterios:

- Distribución de gas:

- Distribución de gas España. Se gestiona de forma conjunta el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución de gas.
- Distribución de gas Latinoamérica. Se considera que existe una UGE para cada país en el que se opera (Argentina, Brasil, Colombia y México), al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
- Distribución de gas Resto. Corresponde a los activos de distribución de gas en Italia.

- Distribución de electricidad:

- Distribución de electricidad España. Se gestiona de forma conjunta el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución de electricidad.

- Distribución de electricidad Latinoamérica. Se considera que existe una UGE para cada país en el que se opera (Colombia y Panamá), al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
- Distribución de electricidad Resto. Corresponde a los activos de distribución de electricidad en Moldavia.
- Gas. Incluye las UGEs de Infraestructuras de gas, de Aprovisionamientos y comercialización y la participación en Unión Fenosa Gas, que se analiza para deterioro de forma independiente.
- Electricidad:
 - Electricidad España. El parque de generación de electricidad en España de entidades controladas se gestiona de una forma conjunta y centralizada, en función de las condiciones de la demanda, donde todas las centrales de distintas tecnologías juegan un papel relevante, complementario y necesario ante distintas situaciones de mercado, proporcionando la electricidad demandada por los clientes en cada momento. En consecuencia se considera que existe una única UGE para la generación (incluyendo las distintas tecnologías) y la comercialización de electricidad en España. Adicionalmente, cada entidad de generación de electricidad no controlada, como es el caso de Nueva Generadora del Sur, S.A, se analiza para deterioro de forma independiente.
 - Global Power Generation (GPG). Se considera que existe una UGE en cada país en el que se opera al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios y gestionados de manera independiente. El parque de generación de electricidad de GPG está situado en Latinoamérica (Costa Rica, México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana) y Resto (Kenia y Australia).
- CGE: Corresponde a la Compañía General de Electricidad, consolidada desde el 30 de noviembre de 2014 (Nota 29), que se gestiona de manera independiente respecto del resto de negocios de Latinoamérica. Incluye las UGEs de distribución y transmisión eléctrica, distribución de gas natural y gas licuado del petróleo (GLP).
- Otros. Incluye las UGEs de yacimiento de carbón en Sudáfrica y de fibra óptica (hasta 30 de junio de 2014).

Para aquellas UGEs que han requerido del análisis de posibles pérdidas por deterioro, los flujos de efectivo se han basado en el Plan Estratégico aprobado por Gas Natural Fenosa, ampliados hasta cinco años, en función de la regulación y de las expectativas para el desarrollo del mercado de acuerdo con las previsiones sectoriales disponibles y de la experiencia histórica sobre la evolución de los precios y los volúmenes producidos.

Los flujos de efectivo posteriores al período proyectado se extrapolan considerando las tasas de crecimiento estimadas por UGE que, en ningún caso, superan el tipo de crecimiento medio a largo plazo para el negocio y país en el que operan y que son, en todos los casos, inferiores a los crecimientos del período del Plan Estratégico. Asimismo, para estimar los flujos de efectivo futuros en el cálculo de los valores residuales, se han considerado todas las inversiones de mantenimiento y, en su caso, las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de las UGEs.

Las tasas de crecimiento nominales empleadas para cada UGE o grupo de UGEs son las siguientes:

	Crecimiento 2014 (%)	Crecimiento 2013 (%)
Distribución de gas Resto de Europa	1,0	1,0
Distribución de gas Latinoamérica	1,0	1,0
Distribución de electricidad España	0,6	0,6
Distribución de electricidad Resto de Europa	1,8	1,8
Distribución de electricidad Latinoamérica	1,2 -3,0	1,2 -3,0
Unión Fenosa Gas	1,4	1,4
Electricidad España	1,8	1,8
GPG	1,0 - 4,9	1,0 - 4,9

Las tasas de descuento antes de impuestos empleadas para calcular el valor recuperable de cada UGE o grupo de UGEs son las siguientes:

	Tasas 2014 (%)	Tasas 2013 (%)
Distribución de gas Resto de Europa	7,3	9,0
Distribución de gas Latinoamérica	17,0-18,0	12,0-13,0
Distribución de electricidad España	6,2	8,5
Distribución de electricidad Resto de Europa	14,4	15,8
Distribución de electricidad Latinoamérica	9,1-15,5	10,7-15,0
Unión Fenosa Gas	11,7	12,8
Electricidad España	6,5	9,0
GPG	7,0-11,8	7,3-14,4

Los parámetros considerados para la composición de las tasas de descuento anteriores han sido:

- Bono libre de riesgo: Bono a 10 años del mercado de referencia de la UGE.
- Prima de riesgo de mercado: Estimación de renta variable de cada país a 10 años.
- Beta desapalancada: Según media de cada sector en cada caso.
- Swap de tipos de interés moneda local: Swap a 10 años.
- Proporción patrimonio neto-deuda: Media sectorial.

Al margen de las tasas de descuento, los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas y que se basan en las previsiones sectoriales y la experiencia histórica son las siguientes:

- Distribución de gas y electricidad Latinoamérica y Resto
 - Evolución de las tarifas. Valoración de las tarifas en cada uno de los países, en función de las condiciones regulatorias existentes y las revisiones tarifarias teniendo en consideración la experiencia derivada de las anteriores revisiones tarifarias en cada país.
 - Coste de la energía. Estimados conforme a los modelos predictivos desarrollados en base al conocimiento de los mercados energéticos de cada país.

- Costes de operación y mantenimiento. Estimados a partir de los costes históricos de la red gestionada.
- Inversiones. Considerando las inversiones necesarias para mantener el uso regular de la red y la calidad del suministro.
- Distribución de electricidad España:
 - Retribución regulada. Importe y crecimiento de la retribución aprobada por el regulador considerando los impactos regulatorios del Real Decreto-ley 9/2013 y la Ley 24/2013 (Nota 2.4.2.1) y Real Decreto 1048/2013 (Nota 2.4.1.2).
 - Costes de operación y mantenimiento. Estimados a partir de los costes históricos de la red gestionada.
 - Inversiones. Considerando las inversiones necesarias para mantener el uso regular de la red.
- Unión Fenosa Gas:
 - Coste de los aprovisionamientos de gas. De acuerdo a los precios de los contratos a largo plazo suscritos por Unión Fenosa Gas.
 - Volúmenes de gas a obtener de cada fuente de aprovisionamiento.
 - Precio de venta del gas natural. Valorado con los modelos predictivos de acuerdo con la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados en los que opera Unión Fenosa Gas.
- Electricidad España:
 - Electricidad producida. La evolución de la demanda se ha estimado en base al consenso de varios Organismos internacionales. La cuota de participación se ha estimado en función de la cuota de mercado de Gas Natural Fenosa en cada tecnología y de la evolución que se espera de la cuota de cada tecnología en el mercado total. Se han considerado los impactos regulatorios del Real Decreto-ley 2/2013, el Real Decreto-ley 9/2013, la Ley 24/2013 y Real Decreto 413/2014 (Nota 2.4. y 2.4.2.1).
 - Precio de la electricidad. Los precios de la energía en el mercado empleados se han calculado con los modelos que cruzan la demanda esperada con las previsiones de la oferta, considerando la evolución previsible del parque de generación en España, en base a las previsiones sectoriales.
 - Coste de los combustibles. Estimado en base a los contratos a largo plazo de aprovisionamiento suscritos por Gas Natural Fenosa y a la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados donde opera.
 - Costes de operación y mantenimiento. Estimados a partir de los costes históricos del parque gestionado.
 - Impacto de los tributos establecidos por la Ley 15/2012 (Nota 2.4.2.1).



- GPG:

- La generación de electricidad internacional se realiza al amparo de contratos de compraventa de energía que determinan modelos de negocio estables y no están sujetos a riesgos de fluctuación en función de variables de mercado.

La experiencia y los resultados obtenidos en el pasado han demostrado la fiabilidad y alta calidad de las proyecciones realizadas. Las desviaciones observadas durante el ejercicio 2014 con respecto a las proyecciones utilizadas para el análisis de deterioro a 31 de diciembre de 2013 han sido positivas en su conjunto, excepto, básicamente, las desviaciones negativas por menores expectativas del aprovisionamiento de gas de Egipto en Unión Fenosa Gas y de producción de electricidad de Nueva Generadora del Sur, S.A., como consecuencia de las nuevas circunstancias descritas en la Nota 7.

Como resultado del proceso anterior, en los ejercicios 2014 y 2013, los valores recuperables de los activos de las UGEs, calculados conforme al modelo anterior son, excepto para las participaciones en Unión Fenosa Gas y Nueva Generadora del Sur, S.A.(Nota 7), superiores a los valores netos contables registrados en las presentes Cuentas anuales consolidadas.

Para el resto de las UGEs, Gas Natural Fenosa estima que las variaciones desfavorables que, en base a la experiencia histórica, razonablemente puedan sufrir los mencionados aspectos sensibles en los que se ha basado la determinación del importe recuperable de las distintas UGEs, no harían variar las conclusiones obtenidas respecto de que el importe recuperable es superior a su valor en libros. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes que se han llevado a cabo, han sido los siguientes:

	Aumento	Disminución
Tasa de descuento	50 puntos básicos	-
Electricidad producida	-	5%
Precio de electricidad	-	5%
Costes combustibles y aprovisionamiento de gas	5%	-
Evolución tarifa/retribución	-	5%
Costes operación y mantenimiento	5%	-
Inversiones	5%	-

3.4.6 Activos y pasivos financieros

Inversiones financieras

Las adquisiciones y enajenaciones de inversiones se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que Gas Natural Fenosa se compromete a adquirir o vender el activo, clasificándose a la adquisición en las siguientes categorías:

a) *Créditos y cuentas a cobrar*

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo, y sobre los que no hay intención de negociar a corto plazo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del Balance de situación que se clasifican como activos no corrientes.

Se registran inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su coste amortizado, utilizando el método de interés efectivo.

Se efectúan las correcciones de valor necesarias por deterioro de valor cuando existe evidencia objetiva de que no se cobrarán todos los importes que se adeudan. El importe de la provisión es la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor actual de los flujos de



efectivo futuros estimados, descontados al tipo de interés efectivo.

b) Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento

Son valores representativos de deuda con cobros fijos o determinables y vencimiento fijo que Gas Natural Fenosa tiene la intención efectiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Los criterios de valoración de estas inversiones son los mismos que para los créditos y cuentas a cobrar.

c) Activos financieros a valor razonable con cambios a resultados

Son activos que se adquieren con el propósito de venderlos en un corto plazo. Los derivados se consideran en esta categoría a no ser que estén designados como instrumentos de cobertura. Estos activos financieros se valoran, tanto en el momento inicial como en valoraciones posteriores, por su valor razonable, imputando los cambios que se produzcan en dicho valor en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio.

d) Activos financieros disponibles para la venta

Son los valores representativos de deuda e instrumentos de patrimonio, no derivados, que no se clasifican en ninguna de las categorías anteriores.

Se reconocen por su valor razonable, las pérdidas y ganancias no realizadas que surgen de cambios en el valor razonable se reconocen en el patrimonio neto. Cuando se venden o sufren pérdidas por deterioro del valor, los ajustes acumulados en la reserva por ajustes por valoración se incluyen en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en el valor de cotización. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas se establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de transacciones recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente iguales y el análisis de flujos de efectivo futuros descontados. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su coste de adquisición minorado por la pérdida por deterioro, en su caso.

Las valoraciones a valor razonable realizadas se clasifican utilizando una jerarquía de valor razonable que refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas valoraciones. Esta jerarquía consta de tres niveles:

- Nivel 1: Valoraciones basadas en el precio de cotización de instrumentos idénticos en un mercado activo. El valor razonable se basa en los precios de cotización de mercado en la fecha de Balance.
- Nivel 2: Valoraciones basadas en variables que sean observables para el activo o pasivo. El valor razonable de los activos financieros incluidos en esta categoría se determina usando técnicas de valoración. Las técnicas de valoración maximizan el uso de datos observables de mercado que estén disponibles y se basan en la menor medida posible en estimaciones específicas realizadas por Gas Natural Fenosa. Si todos los datos significativos requeridos para calcular el valor razonable son observables, el instrumento se incluye en el Nivel 2. Si uno o más datos de los significativos no se basan en datos de mercado observables, el instrumento se incluye en el Nivel 3.

- Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no estén basadas en datos de mercado observables.

Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo han vencido o se han transferido, siendo necesario que se hayan transferido de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad. No se dan de baja los activos financieros y se reconoce un pasivo por un importe igual a la contraprestación recibida en las cesiones de activos en que se han retenido los riesgos y beneficios inherentes al mismo.

Gas Natural Fenosa ha suscrito contratos de cesión de cuentas a cobrar durante los ejercicios 2014 y 2013, que han sido considerados factoring sin recurso, al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos.

Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El efectivo y otros activos líquidos equivalentes incluyen el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades de crédito y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento de no más de tres meses.

Deudas financieras

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de la transacción que se hubieran incurrido. Cualquier diferencia entre el importe recibido y su valor de reembolso se reconoce en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada durante el período de amortización de la deuda financiera, utilizando el método del tipo de interés efectivo.

Las deudas financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que su vencimiento tenga lugar a más de doce meses desde la fecha del Balance, o incluyan cláusulas de renovación tácita a ejercicio de Gas Natural Fenosa.

Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros a corto plazo que se valoran a valor razonable, no devengan explícitamente intereses y se registran por su valor nominal. Se consideran deudas no corrientes las de vencimiento superior a doce meses.

3.4.7 Derivados y otros instrumentos financieros

Los derivados financieros se reconocen a su valor razonable en la fecha de contrato, recalculándose sucesivamente a su valor razonable. El método para el reconocimiento de la ganancia o pérdida depende de si se clasifica el derivado como un instrumento de cobertura, y en este caso, la naturaleza del activo objeto de la cobertura.

Para cada operación de cobertura Gas Natural Fenosa documenta la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, la naturaleza del riesgo a cubrir y la medición de la eficacia del instrumento de cobertura. Adicionalmente, de forma periódica se revisan objetivos de la gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

Una cobertura se considera altamente eficaz cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de los elementos objeto de cobertura se compensan con el cambio en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura con una efectividad comprendida en un rango del 80% al 125%.

El valor de mercado de los diferentes instrumentos financieros se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, por el descuento de flujos de caja, basándose en las condiciones de mercado a fecha de cierre del ejercicio o, en el caso de elementos no financieros, en la mejor estimación de las curvas futuras de precios de dichos elementos.

Los valores razonables en ausencia de riesgo así obtenido, se ajustan por el impacto esperado del riesgo de crédito observable de la contraparte en los escenarios de valoración positivo y el impacto del riesgo de crédito propio observable en los escenarios de valoración negativo.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales son contabilizados separadamente como derivados, solamente cuando sus características económicas y riesgos inherentes no están relacionados estrechamente con los instrumentos en los que se encuentran implícitos y el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable con cambios a través de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

A efectos de su contabilización, las operaciones se clasifican de la manera siguiente:

1. Derivados que califican para la contabilidad de coberturas

a) Cobertura del valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados designados, que cumplen las condiciones para clasificarse como operaciones de cobertura del valor razonable, se reconocen en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas.

b) Cobertura de flujos de efectivo

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados designados y calificados como cobertura de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio neto. La ganancia o pérdida correspondiente a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los importes acumulados en el patrimonio neto se traspasan a la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada en el ejercicio en que la partida cubierta afecta a la ganancia o a la pérdida.

c) Coberturas de inversión neta en el extranjero

Su operativa contable es similar a la cobertura de flujos de efectivo. Las variaciones de valor de la parte efectiva del instrumento de cobertura se recogen en el Balance de situación consolidado en el epígrafe "Diferencias de conversión". La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el epígrafe "Diferencias de cambio" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. El importe acumulado de la valoración registrado en "Diferencias de conversión" se traspasa a la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, en la medida en que se enajena la inversión en el extranjero que las ha ocasionado.



2. Derivados que no califican para la contabilidad de cobertura

Ciertos derivados no cumplen el criterio para poder aplicar la contabilidad de cobertura. Los cambios en el valor razonable de cualquier derivado que no califique para la contabilidad de cobertura se reconocen inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

3. Contratos de compra y venta de energía

En el curso normal de sus negocios Gas Natural Fenosa dispone de contratos de compra y venta de energía que en la mayoría de los casos incluyen cláusulas *take or pay*, en virtud de las cuales el comprador asume la obligación de pagar el valor de la cantidad de energía contratada con independencia de que la reciba o no. Estos contratos se celebran y se mantienen con el propósito de hacer frente a las necesidades de recepción o entrega física de energía previstas por Gas Natural Fenosa de acuerdo a las estimaciones periódicas de compra y venta de energía, cuyo seguimiento se efectúa de manera sistemática y que se ajustan siempre mediante entrega física. En consecuencia, se trata de contratos para "uso propio" y, por lo tanto, se encuentran fuera del alcance de la NIC 39.

3.4.8 Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

Gas Natural Fenosa clasifica como activos mantenidos para la venta todos los activos y pasivos vinculados para los cuales se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que la misma se llevará a cabo dentro de los doce meses siguientes.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa considera actividades interrumpidas los componentes (unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan un línea de negocio o una área geográfica de la explotación, que sea significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Estos activos se presentan valorados al menor importe entre su valor contable y el valor razonable minorado por los costes necesarios para su enajenación y no están sujetos a amortización, desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el Balance de situación consolidado de la siguiente forma: los activos en un único epígrafe denominado "Activos no corrientes mantenidos para la venta" y los pasivos también en un único epígrafe denominado "Pasivos vinculados a activos no corrientes mantenidos para la venta". Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada denominada "Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas".

3.4.9 Existencias

Las existencias se valoran al menor entre el coste o su valor neto realizable. El coste se determina por el coste medio ponderado.

El coste de las existencias incluye el coste de las materias primas y aquellos costes directamente atribuidos a la adquisición y/o producción, incluyéndose también los incurridos al trasladar las existencias a su ubicación actual.

El combustible nuclear se valora en base a los costes realmente incurridos en la adquisición

y elaboración posterior del mismo. El consumo del combustible nuclear se imputa a resultados en función de la capacidad energética consumida.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costes variables de venta aplicables. Para el caso de las materias primas se evalúa si el valor neto de realización de los productos terminados a los que se incorpora es superior al coste de producción de los mismos.

3.4.10 Capital social

El capital social está representado por acciones ordinarias.

Los costes de emisión de nuevas acciones u opciones, netos de impuestos, se deducen del patrimonio neto, como menores reservas.

Los dividendos sobre acciones ordinarias se reconocen como menor valor del patrimonio cuando son aprobados.

Las adquisiciones de acciones propias se registran por su valor de adquisición, minorando el patrimonio neto hasta el momento de su enajenación. Los beneficios y pérdidas obtenidos en la enajenación de acciones propias se registran en el epígrafe "Reservas" del Balance de situación consolidado.

3.4.11 Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el Resultado consolidado del período atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder del grupo.

El beneficio por acción diluido se calcula como el cociente entre el Resultado consolidado del período atribuible a los accionistas ordinarios ajustado por el efecto atribuible a las acciones ordinarias potenciales con efecto dilutivo y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período, ajustado por el promedio ponderado de las acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran todas las acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de la Sociedad Dominante. A estos efectos se considera que la conversión tiene lugar al comienzo del período o en el momento de la emisión de las acciones ordinarias potenciales, si éstas se hubiesen puesto en circulación durante el propio período.

3.4.12 Deuda financiera e instrumentos de patrimonio

La deuda financiera y los instrumentos de patrimonio emitidos por Gas Natural Fenosa son clasificados de acuerdo con la naturaleza de la emisión efectuada.

Gas Natural Fenosa considera como instrumento de patrimonio cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual de los activos netos de la entidad.

Los costes de emisión de instrumentos de patrimonio se presentan como una deducción en el patrimonio neto.

3.4.13 Participaciones preferentes y obligaciones perpetuas subordinadas

Las emisiones de participaciones preferentes y obligaciones perpetuas subordinadas se consideran instrumentos de patrimonio si y solo si:

- No incluyen la obligación contractual de recompra por parte del emisor, en condiciones de importe y fecha determinados o determinables, o un derecho del tenedor a exigir su rescate.
- El pago de intereses resulta discrecional para el emisor.

En el caso de emisiones realizadas desde una sociedad filial del grupo, y que cumplen las condiciones anteriores, el importe recibido se clasifica en el Balance de situación consolidado dentro del epígrafe de "Participaciones no dominantes".

3.4.14 Ingresos diferidos

En este epígrafe se incluyen básicamente:

- Las subvenciones oficiales recibidas, correspondientes principalmente a los Convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas, para las que Gas Natural Fenosa ha cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.
- Ingresos recibidos para la construcción de instalaciones de conexión a la red de distribución de gas o electricidad, que se registran por el efectivo recibido, así como cesiones recibidas de dichas instalaciones, que se registran de acuerdo con lo establecido en la CINIIF 18 por su valor razonable, al considerar que tanto el efectivo, como las instalaciones, se reciben en contrapartida a un servicio continuo de acceso a la red durante la vida de las instalaciones.
- Ingresos recibidos por desplazamiento de red a cargo de terceros.

Los importes imputados en el epígrafe de "Ingresos diferidos" se reconocen en resultados de forma sistemática en función de la vida útil del activo correspondiente, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

En caso de sustitución del activo correspondiente, los ingresos por desplazamientos de red a cargo de terceros se imputan a resultados por el importe del valor neto contable de los activos sustituidos. El importe restante se reconoce en resultados de forma sistemática en función de la vida útil del activo correspondiente.

3.4.15 Provisiones por obligaciones con el personal

a) Obligaciones por pensiones y similares

- Planes de aportación definida

Gas Natural SDG, S.A., junto con otras empresas del grupo, es promotora de un plan de pensiones de promoción conjunta, de sistema de empleo, que es de aportación definida para la jubilación y de prestación definida para las denominadas contingencias de riesgo, las cuales se encuentran aseguradas.

Adicionalmente, existe un plan de aportación definida para un colectivo de directivos, en el

cual Gas Natural Fenosa se compromete a realizar unas aportaciones a una póliza de seguros, garantizando a dicho colectivo una rentabilidad del 125% del IPC de las aportaciones realizadas al seguro. Todos los riesgos están transferidos a la compañía de seguros, ya que ésta incluso asegura la garantía indicada anteriormente.

Las aportaciones realizadas han sido registradas en el epígrafe de "Gastos de personal" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

- Planes de prestación definida

Para determinados colectivos existen compromisos de prestación definida en relación con el pago de complementos por pensiones de jubilación, fallecimiento e invalidez, de acuerdo con las prestaciones acordadas por la entidad y que han sido exteriorizados en el caso de España mediante la formalización de contratos de seguro de primas únicas conforme al Real Decreto 1588/1999 de 15 de octubre por el que se aprueba el Reglamento sobre la instrumentación de los compromisos por pensiones de las empresas.

El pasivo reconocido respecto de los planes de prestaciones definidas es el valor actual de la obligación en la fecha del Balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación se determina descontando los flujos de efectivo futuros estimados a tipos de interés de bonos denominados en la moneda en que se pagarán las prestaciones y con plazos de vencimiento similares a los de las correspondientes obligaciones.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las hipótesis actuariales o por diferencias entre las hipótesis y la realidad se reconocen íntegramente en el período en el que ocurren directamente en patrimonio en el epígrafe de "Otro resultado global".

Los costes por servicios pasados se reconocen inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada en el epígrafe de "Gastos de personal".

b) Otras obligaciones posteriores a la jubilación

Algunas compañías de Gas Natural Fenosa ofrecen prestaciones posteriores a la jubilación a sus empleados. El derecho a este tipo de prestaciones normalmente está condicionado a la permanencia del empleado en la empresa hasta su jubilación y durante un mínimo determinado de años. Los costes esperados de estas prestaciones se devengan durante la vida laboral de los empleados de acuerdo con un método contable similar al de los planes de pensiones de prestaciones definidas. Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan en el epígrafe de "Reservas".

c) Indemnizaciones

Las indemnizaciones por cese se pagan a los empleados como consecuencia de la decisión de rescindir su contrato de trabajo antes de la edad normal de jubilación o cuando el empleado acepta voluntariamente a cambio de esas prestaciones. Gas Natural Fenosa reconoce estas prestaciones cuando se ha comprometido de forma demostrable a cesar en su empleo a los trabajadores actuales, de acuerdo con un plan formal detallado sin posibilidad de retirada, o a proporcionar indemnizaciones por cese. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en que Gas Natural Fenosa ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los empleados, una vez solicitada por ellos.

d) Plan de adquisición de acciones

En el ejercicio 2012 se puso en marcha un Plan de adquisición de acciones 2012-2013-2014 dirigido a empleados de Gas Natural Fenosa que cumplan determinados requisitos y se adhieran voluntariamente al mismo, que permite recibir parte de su retribución en acciones de Gas Natural SDG, S.A., con un límite máximo anual de 12.000 euros. El coste de las acciones adquiridas y entregadas a los empleados del grupo como parte de su retribución se registra en el epígrafe de "Gastos de personal" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

3.4.16 Provisiones

Se reconocen las provisiones cuando Gas Natural Fenosa tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados; hay más probabilidades de que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación que de lo contrario; y el importe se ha estimado de forma fiable. No se reconocen provisiones para pérdidas de explotación futuras.

Se valoran las provisiones al valor presente del importe necesario para liquidar la obligación a la fecha del Balance de situación, según la mejor estimación disponible.

Cuando se espera que parte del desembolso necesario para liquidar la provisión sea reembolsado por un tercero, el reembolso se reconoce como un activo independiente, siempre que sea prácticamente segura su recepción.

Gas Natural Fenosa tiene la obligación de dismantelar determinadas instalaciones al finalizar la vida útil, así como de llevar a cabo la restauración medioambiental del emplazamiento donde éstas se ubican. Para tal fin se registra en el inmovilizado material el valor presente del coste que supondrá realizar dichas tareas que, en el caso de las centrales nucleares, abarcan hasta el momento en el que la entidad pública empresarial ENRESA se hace cargo del dismantelamiento y gestión de los residuos, con contrapartida en provisiones para riesgos. Esta estimación se revisa anualmente de forma que la provisión refleje el valor presente de los costes futuros aumentando o disminuyendo el valor del activo. La variación de la provisión originada por su actualización financiera se registra con cargo al epígrafe de "Gastos financieros".

En aquellos contratos en los que las obligaciones asumidas conllevan unos costes inevitables superiores a los beneficios económicos que se espera percibir de ellos, se reconoce el gasto y la provisión correspondiente por el importe del valor presente de la diferencia existente.

En el caso que Gas Natural Fenosa no tenga los derechos de emisión de CO₂ suficientes para cumplir sus cuotas de emisión, se registra en provisiones el déficit valorado al coste de adquisición para derechos comprados y al valor razonable para los derechos pendientes de compra.

3.4.17 Arrendamientos

1) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos en los que el arrendatario tiene sustancialmente todos los riesgos y las ventajas derivadas de la propiedad de los activos se clasifican como arrendamientos financieros.

Gas Natural Fenosa actúa como arrendatario en diversos contratos de arrendamiento

financiero. Dichos arrendamientos se reconocen al inicio del contrato al menor entre el valor razonable del activo y el valor actual de los pagos por el arrendamiento incluida, en su caso, la opción de compra. Cada pago por arrendamiento se desglosa entre la reducción de la deuda y la carga financiera, de forma que se obtenga un tipo de interés constante sobre la deuda pendiente de amortizar. La obligación de pago derivada del arrendamiento, neta de la carga financiera, se reconoce en el pasivo del Balance de situación consolidado. La parte de interés de la carga financiera se imputa a la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada durante el período de vigencia del arrendamiento al objeto de obtener un tipo de interés periódico constante sobre la deuda pendiente de amortizar a cada período. El inmovilizado material adquirido bajo contratos de arrendamiento financiero se amortiza durante la vida útil del activo.

2) *Arrendamientos operativos*

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad se clasifican como arrendamientos operativos.

Los pagos en concepto de arrendamiento operativo se cargan en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

3.4.18 Impuesto sobre beneficios

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye el gasto por el impuesto diferido y el gasto por el impuesto corriente entendido este como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio.

Los impuestos diferidos se registran por comparación de las diferencias temporarias que surgen entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus importes contables en las Cuentas anuales consolidadas utilizando los tipos impositivos que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen. Por los beneficios no distribuidos de las filiales no se reconocen impuestos diferidos cuando Gas Natural Fenosa puede controlar la reversión de las diferencias temporales y sea probable que no vayan a revertir en un futuro previsible.

Los impuestos diferidos originados por cargos o abonos directos en cuentas de patrimonio se contabilizan también con cargo o abono a patrimonio.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente en la medida en que se considera probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar las diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

Cuando se produce un cambio en los tipos impositivos se procede a reestimar los importes de impuestos diferidos de activo y pasivo. Estos importes se cargan o abonan contra el resultado consolidado o contra el epígrafe de "Otro resultado global del ejercicio" del Estado consolidado de resultado global, en función de la cuenta a la que se cargó o abonó el importe original.

3.4.19 Reconocimiento de ingresos y gastos y liquidaciones por actividades reguladas

a) *General*

Las ventas de bienes se reconocen cuando los productos han sido entregados al cliente y el cliente los ha aceptado, aunque no se hayan facturado, o, en caso aplicable, los servicios

han sido prestados y la cobrabilidad de las correspondientes cuentas a cobrar está razonablemente asegurada. La cifra de ventas del ejercicio incluye la estimación de la energía suministrada que se encuentra pendiente de facturación.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

Las ventas se valoran netas de impuestos y descuentos y se eliminan las transacciones entre compañías de Gas Natural Fenosa.

b) Ingresos de la actividad de gas y liquidaciones por actividades reguladas

En la Nota 2.1 se describen los aspectos fundamentales de las regulaciones del sector gasista que son de aplicación.

El marco regulatorio del sector gasista en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida neta, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

La retribución de la actividad regulada de distribución de gas se fija para cada empresa distribuidora para el conjunto de sus instalaciones en función de los clientes conectados a las mismas y del volumen de gas suministrado.

La retribución de la actividad regulada de transporte de gas se fija en concepto de disponibilidad y continuidad de suministro de las empresas titulares de activos de transporte.

La retribución de la actividad regulada de distribución y transporte de gas se registra como ingreso por el importe asignado en la Orden Ministerial que la determina cada año.

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2012 y 2013, pero no se espera que de las liquidaciones definitivas se deriven diferencias significativas con respecto a las estimaciones realizadas.

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio (Nota 2.1.1.2) establece, entre otras medidas, el reconocimiento del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 que se determinará en la liquidación definitiva de 2014. Los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, tendrán derecho a recuperar dicho déficit durante un período de quince años, con anualidades que serán incluidas como un coste del sistema y en las que se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. Por otro lado, los desajustes temporales producidos entre los ingresos y costes del sistema gasista serán financiados por los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, generando un derecho a su recuperación durante los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés en condiciones de mercado. En consecuencia, la financiación del déficit de ingresos del sistema gasista se registra como un activo financiero de acuerdo a que, en base a esta regulación, existe el derecho a percibir su reintegro sin que se encuentre sujeto a factores contingentes futuros.

La cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas de último recurso como de las ventas realizadas en el mercado liberalizado, ya que tanto el comercializador de último recurso como el comercializador libre se consideran un agente principal y no un comisionista del suministro realizado.

Los intercambios de gas que no tengan un valor distinto y no conlleven costes* que produzcan diferencias de valor no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios y no se incluyen, por tanto, en la cifra de ingresos.

c) Ingresos por las actividades de electricidad y liquidaciones por actividades reguladas

En la Nota 2.4 se describen los aspectos fundamentales de las regulaciones del sector eléctrico que son de aplicación.

El marco regulatorio del sector eléctrico en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida neta, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

La retribución de las actividades reguladas de transporte y distribución eléctrica se registran como ingresos por el importe asignado en la Orden Ministerial que la determina cada año.

La retribución de la energía generada en las centrales de carbón autóctono sujetas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro se registra como ingresos por el precio determinado en el Real Decreto 134/2010.

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2010 a 2013, pero no se espera que de las liquidaciones definitivas se deriven diferencias significativas con respecto a las estimaciones realizadas.

En los ejercicios comprendidos entre 2006 y 2013, los ingresos recaudados por las empresas del sector eléctrico español no fueron suficientes para retribuir las diferentes actividades reguladas y costes del sistema. Las empresas generadoras, entre las que se encontraba Gas Natural Fenosa, se vieron obligadas a financiar dicho déficit de ingresos, hasta su financiación definitiva.

Durante el ejercicio 2008 se subastó la totalidad del déficit del ejercicio 2007 habiéndose recibido tanto el principal financiado como los intereses del período. Durante los ejercicios 2012 y 2013, el déficit de los años 2006, 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 quedó totalmente recuperado con las emisiones del fondo de titulización y de las liquidaciones del sistema, estando pendiente únicamente la recuperación de un remanente del déficit generado en 2012, a través de las últimas liquidaciones del 2013, que se ha realizado en el primer trimestre del 2014.

En cuanto al déficit del ejercicio 2013, el 15 de diciembre de 2014 se realizó una cesión privada sin recurso de la totalidad de los derechos pendientes de cobro. Con esta cesión se ha cerrado el proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico habiéndose titulado o cedido todo el déficit reconocido a 31 de diciembre de 2013.

Tras la publicación de la Ley 24/2013 del sector Eléctrico del 26 de diciembre (Nota 2.4), los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico son financiados por los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, generando un derecho a su recuperación durante los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés en condiciones de mercado. En consecuencia, la financiación del déficit de ingresos del sistema eléctrico por Gas Natural Fenosa se registra como un activo financiero de acuerdo a que, en base a esta regulación, existe el derecho a percibir su reintegro sin que se encuentre sujeto a factores contingentes futuros.

La cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas de electricidad de en el mercado PVPC como de las ventas realizadas en el mercado liberalizado, ya que tanto el comercializador de último recurso como el comercializador libre se consideran un agente principal y no un comisionista del suministro realizado. En consecuencia, se registran por el importe total las ventas y las compras de energía. No obstante, las compras y ventas de energía al pool realizadas por las empresas de generación y comercialización del grupo realizadas en el mismo tramo horario se eliminan en el proceso de consolidación.

d) Otros ingresos y gastos

Gas Natural Fenosa mantiene contratos de cesión de capacidad de generación de energía eléctrica para sus centrales de ciclo combinado en México con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuya duración es de 25 años desde la fecha de inicio de su operación comercial. Estos contratos establecen un calendario de cobros preestablecidos por la cesión de la capacidad de suministro de energía. Dado que Gas Natural Fenosa tiene la capacidad de operar y dirigir las centrales, vende la energía a precios de mercado y mantiene los beneficios y riesgos de la explotación adoptando las decisiones relevantes que afectarán a los flujos de efectivo futuros, estos contratos consisten en la prestación de servicios por lo que se contabilizan de acuerdo al método de porcentaje de realización.

En la contabilización de los ingresos derivados de los contratos de prestación de servicios se utiliza el método del porcentaje de realización en el que, cuando los ingresos pueden ser estimados de forma fiable, éstos son registrados en función del grado de avance en la ejecución del contrato a la fecha de cierre, calculado como la proporción que representan los costes incurridos a la fecha sobre la estimación de los costes necesarios para la ejecución del contrato.

Si los ingresos del contrato no pueden ser estimados de forma fiable, los costes (y su ingreso correspondiente) se registran en el período en el que se incurren siempre que los primeros sean recuperables. No se registra el margen del contrato hasta el momento en que se tiene certeza del mismo, en base a la planificación de costes e ingresos.

En el caso de que los costes totales superen los ingresos del contrato, dicha pérdida se reconoce inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio.

Los ingresos y gastos por intereses se reconocen usando el método del tipo de interés efectivo.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho a recibir el cobro.

3.4.20 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo consolidado ha sido elaborado utilizando el método indirecto, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- a) **Actividades de explotación:** actividades que constituyen los ingresos ordinarios del grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- b) **Actividades de inversión:** actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

c) Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de explotación.

3.4.21 Estimaciones e hipótesis contables significativas

La preparación de las Cuentas anuales consolidadas requiere la realización de estimaciones e hipótesis. Se relacionan a continuación las normas de valoración que requieren una mayor cantidad de estimaciones:

a) *Inmovilizado intangible y material (Notas 3.4.3 y 3.4.4)*

La determinación de las vidas útiles del inmovilizado intangible y material requiere de estimaciones respecto al nivel de utilización de los activos, así como a la evolución tecnológica esperada. Las hipótesis respecto al nivel de utilización, marco tecnológico y su desarrollo futuro implican un grado significativo de juicio, en la medida en que el momento y la naturaleza de futuros eventos son difíciles de prever.

b) *Deterioro de valor de los activos (Nota 3.4.5)*

El valor recuperable estimado de las UGEs aplicado a las pruebas de deterioro ha sido determinado a partir de los flujos de efectivo descontados basados en las proyecciones realizadas por Gas Natural Fenosa, que históricamente se han cumplido sustancialmente.

c) *Derivados y otros instrumentos financieros (Nota 3.4.7)*

El valor razonable de los instrumentos financieros que se comercializan en mercados activos se basa en los precios de mercado a la fecha del Balance de situación consolidado. El precio de cotización de mercado que se utiliza para los activos financieros es el precio corriente comprador.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no cotizan en un mercado activo se determina usando técnicas de valoración. Gas Natural Fenosa utiliza una variedad de métodos y realiza hipótesis que se basan en las condiciones del mercado existentes en cada una de las fechas del Balance. Para determinar el valor razonable del resto de instrumentos financieros se utilizan otras técnicas, como flujos de efectivo descontados estimados. El valor razonable de las permutas de tipo de interés se calcula como el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados. El valor razonable de los contratos de tipo de cambio a plazo se determina usando los tipos de cambio a plazo cotizados en el mercado en la fecha del Balance. El valor razonable de los derivados de precios de *commodities* se determina usando las curvas futuras de precios cotizados en el mercado en la fecha de Balance.

Se asume que el importe en libros menos la provisión por deterioro de valor de las cuentas a cobrar y a pagar se aproxima a su valor razonable. El valor razonable de los pasivos financieros a efectos de la presentación de información financiera se estima descontando los flujos contractuales futuros de efectivo al tipo de interés corriente del mercado del que puede disponer Gas Natural Fenosa para instrumentos financieros similares.

d) *Provisiones por obligaciones con el personal (Nota 3.4.15)*

El cálculo del gasto por pensiones, otros gastos de prestaciones posteriores a la jubilación u otros pasivos posteriores a la jubilación, requiere la aplicación de varias hipótesis. Gas Natural Fenosa estima al cierre de cada ejercicio la provisión necesaria para hacer frente a los compromisos por pensiones y obligaciones similares, de acuerdo con el asesoramiento

de actuarios independientes. Los cambios que afectan a dichas hipótesis pueden dar como resultado diferentes importes de gastos y pasivos contabilizados. Las hipótesis más importantes para la valoración del pasivo por pensiones o prestaciones posteriores a la jubilación son el consumo de energía de los beneficiarios en su período de pasivos, la edad de jubilación, la inflación y la tasa de descuento utilizada. Además, las hipótesis de la cobertura de la seguridad social son esenciales para determinar otras prestaciones posteriores a la jubilación. Los cambios futuros en estas hipótesis tendrán un impacto sobre los gastos y pasivos futuros por pensiones.

e) *Provisiones (Nota 3.4.16)*

Gas Natural Fenosa realiza una estimación de los importes a liquidar en el futuro, incluyendo los correspondientes a obligaciones contractuales, litigios pendientes, costes futuros para el desmantelamiento y cierre de determinadas instalaciones y restauración de terrenos u otros pasivos. Dichas estimaciones están sujetas a interpretaciones de los hechos y circunstancias actuales, proyecciones de acontecimientos futuros y estimaciones de los efectos financieros de dichos acontecimientos.

f) *Impuesto sobre beneficios (Nota 3.4.18)*

El cálculo del gasto por el impuesto sobre beneficios requiere la interpretación de normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera Gas Natural Fenosa. La determinación de desenlaces esperados respecto a controversias y litigios pendientes, requiere la realización de estimaciones y juicios significativos. Gas Natural Fenosa evalúa la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos en base a las estimaciones de resultados fiscales futuros y de la capacidad de generar resultados suficientes durante los períodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

g) *Reconocimiento de ingresos y liquidaciones por actividades reguladas (Nota 3.4.19)*

Los ingresos por el suministro de energía son reconocidos cuando el bien ha sido entregado al cliente en base a las lecturas periódicas del contador e incluyen el devengo estimado por el valor del bien consumido desde la fecha de la lectura del contador hasta el cierre del período. El consumo diario estimado se deriva de los perfiles históricos de cliente ajustados estacionalmente y demás factores que pueden medirse y que afectan al consumo. Históricamente, no se ha realizado ningún ajuste material correspondiente a los importes registrados como ingresos no facturados y no se espera tenerlos en el futuro.

Determinadas magnitudes del sistema eléctrico y gasista, incluyendo las correspondientes a otras empresas que permiten estimar la liquidación global del sistema que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, podría afectar a la determinación del importe correspondiente al déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas eléctricas y gasistas en España.

Nota 4. Información financiera por segmentos

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

Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa ha creado la sociedad Global Power Generation, S.A.U. con el fin de impulsar su negocio de generación internacional y agrupar los activos y negocios de generación eléctrica de Gas Natural Fenosa fuera de Europa. Por este motivo se reordena la información de gestión interna creándose el negocio Global Power Generation y presentando el resto de negocios de Latinoamérica dentro de su segmento de actividad.

a) Información por segmentos

Los segmentos de operación de Gas Natural Fenosa son:

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

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

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

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.

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

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

El negocio de distribución de electricidad en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito del país.

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

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

El negocio de infraestructuras incluye las actividades de exploración y de producción de gas desde el momento de su extracción hasta el proceso de licuefacción. También recoge las actividades de la cadena de valor de Gas Natural Licuado (GNL) desde su salida de los países exportadores (plantas de licuefacción)

hasta los puntos de entrada de los mercados finales, incluyendo el transporte marítimo del GNL y el proceso de regasificación. También incluye la operación del gasoducto Magreb-Europa.

El negocio de Aprovisionamiento y Comercialización incluye las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas natural a clientes mayoristas y minoristas del mercado liberalizado español, además del suministro de productos y servicios relacionados con la comercialización minorista. Asimismo, 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 las actividades de Global Power Generation.

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

El negocio de Global Power Generation incluye principalmente las actividades de generación internacional del grupo en Latinoamérica (México, Costa Rica, Puerto Rico, República Dominicana y Panamá) y Resto (Kenia y Australia).

- CGE. Incluye las actividades de distribución y transmisión eléctrica, distribución de gas natural y gas licuado del petróleo (GLP) desde el 30 de noviembre de 2014.
- Otros. Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, las actividades relacionadas con fibra óptica (hasta el 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 sociedades se gestionan de manera conjunta.

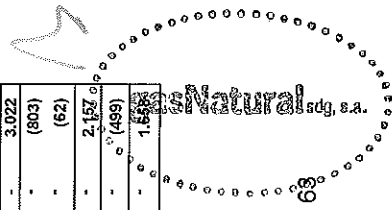
Los resultados e inversiones por segmentos para los períodos de referencia son los siguientes:

Información financiera por segmentos – Cuenta de pérdidas y ganancias

2014	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad			CGE	Otros	Eliminaciones	TOTAL		
	España	Italia	Latinoamérica	España	Moldavia	Latinoamérica	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total	España	Global Power Generation					Total	
																		Total
Importe neto cifra negocios consolidado	1.057	88	3.451	4.596	778	235	2.194	3.207	10.735	-	10.806	4.695	927	5.622	272	239	24.742	
Importe neto cifra negocios entre segmentos	143	-	-	143	46	-	-	46	1.072	-	1.315	1.127	19	1.146	-	389	3.039	
Importe neto cifra negocios segmentos	1.200	88	3.451	4.739	824	235	2.194	3.253	11.807	-	12.121	5.822	946	6.768	272	628	(3.039)	24.742
Aprovisionamientos segmentos	(20)	-	(2.513)	(2.533)	(2)	(182)	(1.822)	(1.806)	(10.617)	-	(10.625)	(4.229)	(619)	(4.848)	(197)	(271)	2.912	(17.368)
Gastos de personal neto	(71)	(11)	(86)	(168)	(83)	(6)	(52)	(151)	(62)	-	(66)	(145)	(31)	(176)	(21)	(250)	-	(832)
Otros ingresos/gastos de explotación	(236)	(11)	(247)	(496)	(144)	(10)	(172)	(326)	(226)	-	(240)	(666)	(75)	(741)	(18)	5	127	(1.689)
Ebitda	871	66	605	1.542	585	37	346	970	802	-	1.190	782	221	1.003	36	112	-	4.853
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	258	-	258
Amortización y pérdidas por deterioro de Inmovilizado	(292)	(27)	(104)	(423)	(215)	(6)	(62)	(283)	(22)	-	(112)	(553)	(104)	(657)	(16)	(128)	-	(1.619)
Dotación a provisiones	(7)	-	(16)	(23)	-	-	(160)	(160)	(83)	-	(83)	(31)	-	(31)	-	(5)	-	(302)
Resultado de explotación	572	39	485	1.096	370	31	126	527	797	-	995	198	117	315	20	237	-	3.190
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(801)
Resultado método participación	-	-	1	1	3	-	-	3	-	-	(492)	(27)	38	11	1	2	-	(474)
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.915
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(257)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.658

2013 (1)	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad			CGE	Otros	Eliminaciones	TOTAL		
	España	Italia	Latinoamérica	España	Moldavia	Latinoamérica	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total	España	Global Power Generation					Total	
																		Total
Importe neto cifra negocios consolidado	1.162	94	3.224	4.480	791	242	2.121	3.154	10.529	-	10.652	4.690	920	5.610	426	24.322		
Importe neto cifra negocios entre segmentos	121	-	-	121	35	-	-	35	1.272	-	1.462	1.151	8	1.159	183	2.960		
Importe neto cifra negocios segmentos	1.283	94	3.224	4.601	826	242	2.121	3.189	11.801	-	12.114	5.841	928	6.769	609	(2.960)	24.322	
Aprovisionamientos segmentos	(26)	(3)	(2.202)	(2.231)	-	(188)	(1.559)	(1.747)	(10.671)	-	(10.703)	(4.181)	(616)	(4.797)	-	(258)	2.844	(16.892)
Gastos de personal neto	(75)	(11)	(96)	(182)	(100)	(7)	(57)	(164)	(65)	-	(59)	(156)	(22)	(178)	-	(244)	-	(827)
Otros ingresos/gastos de explotación	(265)	(11)	(241)	(517)	(151)	(12)	(165)	(328)	(188)	-	(207)	(742)	(70)	(812)	-	(6)	116	(1.754)
Ebitda	917	69	685	1.671	575	35	340	950	887	-	1.145	762	220	982	-	101	-	4.849
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	11
Amortización y pérdidas por deterioro de Inmovilizado	(288)	(25)	(109)	(422)	(212)	(6)	(65)	(283)	(19)	-	(117)	(566)	(98)	(664)	-	(126)	-	(1.612)
Dotación a provisiones	(6)	-	(20)	(26)	(6)	-	(93)	(99)	(65)	-	(65)	(37)	-	(37)	-	3	-	(226)
Resultado de explotación	621	44	558	1.221	357	29	182	567	803	-	963	159	122	281	-	(11)	-	3.022
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(803)
Resultado método participación	-	-	-	-	4	-	-	4	-	-	(98)	(9)	40	31	-	1	-	(62)
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.157
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(499)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.658

(1) Importes reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).



Información financiera por segmentos – Activos, Pasivos e Inversiones



2014	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad			TOTAL						
	España	Italia	Latino- américa	España	Moldavia	Latino- américa	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	España	Global Power Generation	Otros		Eliminaciones					
Activos (a)	3.589	512	2.466	6.547	5.149	163	2.032	7.404	1.067	2.752	-	3.819	9.076	1.841	11.017	7.120	1.238	(735)	36.410
Inversiones método de la participación	-	-	10	10	98	-	-	98	-	-	-	1.295	248	286	534	75	22	-	2.034
Pasivos (e)	(919)	(29)	(675)	(1.623)	(1.005)	(27)	(808)	(1.840)	(62)	(1.686)	-	(1.748)	(887)	(158)	(1.045)	(593)	(1.121)	760	(7.210)
Inversión inmovilizado Intangible (b)	19	24	246	289	22	-	4	26	4	2	-	6	48	-	48	4	111	-	484
Inversión inmovilizado Material (c)	316	1	102	419	196	15	119	330	188	34	-	222	94	186	280	35	49	-	1.315
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.519	-	-	2.519

2013 (1)	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad			TOTAL						
	España	Italia	Latino- américa	España	Moldavia	Latino- américa	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	España	Global Power Generation	Otros		Eliminaciones					
Activos (a)	3.603	537	2.138	6.278	5.272	143	1.990	7.405	981	2.552	-	3.533	9.702	1.890	11.392	-	1.650	(810)	29.448
Inversiones método de la participación	-	-	8	8	95	-	-	95	-	-	-	1.799	240	226	466	-	25	-	2.393
Pasivos (e)	(733)	(56)	(448)	(1.237)	(973)	(26)	(758)	(1.758)	(59)	(2.184)	-	(2.253)	(809)	(186)	(995)	-	(1.216)	831	(6.628)
Inversión inmovilizado Intangible (b)	40	28	94	162	11	-	1	12	3	-	-	3	48	-	48	-	89	-	314
Inversión inmovilizado Material (c)	239	-	87	326	204	14	127	345	10	27	-	37	127	245	372	-	61	-	1.141
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(1) Importes reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

(a) A continuación se detalla la conciliación entre "Activos de explotación" y "Pasivos de explotación" con "Total Activo" y "Total Pasivo" consolidados:

	2014	2013
Activos de explotación	36.410	29.448
Fondo de Comercio	4.959	4.495
Inversiones contabilizadas método de la participación	2.034	2.393
Activos financieros no corrientes	1.289	1.418
Activo por impuesto diferido	1.134	1.026
Instrumentos financieros derivados (Nota 10)	24	6
Administraciones públicas (Nota 10)	139	189
Activos por impuesto corriente	296	134
Otros activos financieros corrientes	471	250
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.572	4.172
Total Activo	50.328	43.511
Pasivos de explotación	(7.210)	(6.628)
Patrimonio neto	(18.020)	(14.987)
Pasivos financieros no corrientes	(17.740)	(15.091)
Pasivo por arrendamiento financiero (Nota 17 y 19)	(631)	(438)
Pasivo por impuesto diferido	(2.798)	(2.000)
Pasivos financieros corrientes	(2.804)	(3.351)
Instrumentos financieros derivados (Nota 17, 18 y 19)	(47)	(13)
Dividendo a pagar (Nota 19)	(419)	(405)
Administraciones públicas (Nota 16)	(599)	(589)
Pasivos por impuesto corriente	(60)	(29)
Total Pasivo	(50.328)	(43.511)

(b) Se incluye la inversión en "Inmovilizado intangible" (Nota 5) detallada por segmentos de operación.

(c) Se incluye la inversión en "Inmovilizado material" (Nota 6) detallada por segmentos de operación.

b) Información por áreas geográficas

El importe neto de la cifra de negocio de Gas Natural Fenosa asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
España	12.828	13.824
Resto de Europa	2.231	2.132
Latinoamérica	8.104	7.272
Otros	1.579	1.094
Total	24.742	24.322

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Los activos de Gas Natural Fenosa, que incluyen los activos de explotación según descripción anterior y las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación asignados, según la ubicación de los mismos son los siguientes:

	A 31.12.14	A 31.12.13 ⁽¹⁾
España	22.318	23.661
Resto de Europa	1.120	1.152
Latinoamérica	13.866	6.081
Otros	1.140	947
Total	38.444	31.841

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Las inversiones en inmovilizados materiales e intangibles de Gas Natural Fenosa asignadas según la ubicación de los activos son:

	A 31.12.14	A 31.12.13 ⁽¹⁾
España	1.050	836
Resto de Europa	44	45
Latinoamérica	679	549
Otros	26	25
Total	1.799	1.455

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).



Nota 5. Inmovilizado intangible

El movimiento producido en los ejercicios 2014 y 2013 en el inmovilizado intangible es el siguiente:

	Concesiones y similares	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado intangible	Subtotal	Fondo de comercio	Total
Coste bruto	3.906	650	1.173	5.729	4.568	10.297
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.362)	(428)	(234)	(2.024)	-	(2.024)
Valor neto contable a 1.1.13 ⁽¹⁾	2.544	222	939	3.705	4.568	8.273
Inversión (Nota 4)	129	139	46	314	-	314
Desinversión (2)	-	(1)	(63)	(64)	(22)	(86)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(119)	(84)	(68)	(271)	-	(271)
Diferencias de conversión	(210)	(1)	(3)	(214)	(51)	(265)
Reclasificaciones y otros	12	2	(11)	3	-	3
Valor neto contable a 31.12.13 ⁽¹⁾	2.356	277	840	3.473	4.495	7.968
Coste bruto	3.701	786	1.143	5.630	4.495	10.125
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.345)	(509)	(303)	(2.157)	-	(2.157)
Valor neto contable a 1.1.14	2.356	277	840	3.473	4.495	7.968
Inversión (Nota 4)	270	149	65	484	-	484
Desinversión (3)	(1)	-	(144)	(145)	(20)	(165)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(108)	(99)	(68)	(275)	-	(275)
Diferencias de conversión	33	-	1	34	71	105
Combinaciones de negocio (Nota 29)	2.013	25	242	2.280	413	2.693
Reclasificaciones y otros	(8)	(7)	(12)	(27)	-	(27)
Valor neto contable a 31.12.14	4.555	345	924	5.824	4.959	10.783
Coste bruto	6.066	946	1.309	8.321	4.959	13.280
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.511)	(601)	(385)	(2.497)	-	(2.497)
Valor neto contable a 31.12.14	4.555	345	924	5.824	4.959	10.783

- (1) Saldos reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).
 (2) Incluye principalmente la venta de las participaciones en las distribuidoras eléctricas de Nicaragua (Nota 26).
 (3) Incluye principalmente la venta de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 26) y la entrega de derechos de emisión.

En la Nota 4 se incluye el detalle de las inversiones en inmovilizado intangible por segmentos.

En el ejercicio 2014 se incluye en "Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro", dentro del epígrafe "Otro inmovilizado intangible", un importe de 14 millones de euros correspondiente a la pérdida por deterioro del valor total de activos diversos.

El epígrafe "Concesiones y similares" incluye principalmente:

- El valor de las concesiones que se consideran activos intangibles de acuerdo con la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (Nota 30) por un importe de 1.579 millones de euros (1.405 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).
- La concesión del gasoducto Magreb-Europa (Nota 30), por un importe de 246 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (243 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).
- Las concesiones de distribución eléctrica en España, que tienen una vida útil indefinida, por importe de 684 millones de euros (684 millones de euros a 31 de

diciembre de 2013).

- Las concesiones en Chile de distribución y transmisión eléctrica por importe de 1.085 millones de euros y de distribución de gas por importe de 943 millones de euros, todas ellas de vida útil indefinida (Nota 29).

El epígrafe "Otro inmovilizado intangible" incluye principalmente:

- Licencias de explotación de parques de generación eólica que ascienden a 112 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (138 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).
- El coste de la adquisición de los derechos de regasificación en exclusiva de la planta de regasificación de Peñuelas (Puerto Rico) que ascienden a 31 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (36 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).
- Los derechos de emisión de CO₂ adquiridos por 44 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (48 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).
- Otro inmovilizado intangible adquirido como consecuencia de la combinación de negocios de CGE por un importe de 251 millones de euros y como consecuencia de la combinación de negocios de Unión Fenosa por un importe de 449 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (527 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales.

Se presenta a continuación la asignación del fondo de comercio por UGE o grupos de UGEs:

31 de diciembre de 2014						
	Distribución de gas	Distribución electricidad	Electricidad	CGE	Otros	Total
España	-	1.070	2.694	-	-	3.764
Latinoamérica	50	123	415	420	-	1.008
Resto	143	13	16	-	15	187
	193	1.206	3.125	420	15	4.959

31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾						
	Distribución de gas	Distribución electricidad	Electricidad	CGE	Otros	Total
España	-	1.070	2.694	-	-	3.764
Latinoamérica	54	108	366	-	-	528
Resto	143	13	14	-	33	203
	197	1.191	3.074	-	33	4.495

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Las pruebas de deterioro se han realizado el 31 de diciembre de 2014 y 2013. Del análisis del deterioro del fondo de comercio y de los activos intangibles de vida útil indefinida realizado no se dedujo que fuera probable que surgiese ningún deterioro en un período futuro (Nota 3.4.5).

El inmovilizado intangible incluye, a 31 de diciembre de 2014, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 358 millones de euros.

Nota 6. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2014 y 2013 en las diferentes cuentas de inmovilizado material y de sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones ha sido el siguiente:

	Terrenos y construcciones	Instalaciones técnicas de gas	Instalaciones técnicas de generación eléctrica	Instalaciones técnicas de transporte y distribución eléctrica	Buques transporte de gas	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	Total
Coste bruto	658	8.037	11.359	6.523	516	1.238	817	29.148
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(121)	(4.158)	(2.181)	(916)	(140)	(452)	-	(7.968)
Valor neto contable a 1.1.13 ⁽¹⁾	537	3.879	9.178	5.607	376	786	817	21.180
Inversión (Nota 4)	30	311	58	208	-	43	491	1.141
Desinversión (2)	(10)	(8)	(39)	(82)	-	(4)	(75)	(218)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(19)	(337)	(617)	(273)	(19)	(76)	-	(1.341)
Diferencias de conversión	(12)	(47)	(54)	(162)	-	(34)	(31)	(340)
Reclasificaciones y otros	4	23	148	156	-	1	(391)	(59)
Valor neto contable a 31.12.13 ⁽¹⁾	530	3.821	8.674	5.454	357	716	811	20.363
Coste bruto	664	8.264	11.389	6.506	516	1.189	811	29.339
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(134)	(4.443)	(2.715)	(1.052)	(159)	(473)	-	(8.976)
Valor neto contable a 1.1.14	530	3.821	8.674	5.454	357	716	811	20.363
Inversión (Nota 4)	26	412	38	234	177	23	405	1.315
Desinversión (3)	(7)	(3)	(8)	(13)	-	(205)	(42)	(278)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(21)	(387)	(564)	(260)	(27)	(85)	-	(1.344)
Diferencias de conversión	-	(7)	144	(49)	-	46	23	157
Combinaciones de negocios (Nota 29)	288	1.588	49	1.669	-	104	335	4.033
Reclasificaciones y otros	5	76	354	183	-	52	(649)	21
Valor neto contable a 31.12.14	821	5.500	8.687	7.218	507	651	883	24.267
Coste bruto	965	10.353	11.924	8.479	693	1.067	883	34.364
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(144)	(4853)	(3.237)	(1.261)	(186)	(416)	-	(10.097)
Valor neto contable a 31.12.14	821	5.500	8.687	7.218	507	651	883	24.267

(1) Saldo reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

(2) Incluye principalmente la venta de las participaciones en las distribuidoras eléctricas de Nicaragua (Nota 26).

(3) Incluye principalmente la desinversión por la enajenación de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 3.4.1 y 26).

En la Nota 4 se incluye el detalle de las inversiones en inmovilizado material por segmentos.

En marzo de 2014 se incorporó un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero por importe de 177 millones de euros. Por otro lado, Gas Natural Fenosa ha suscrito contratos que supondrán la incorporación de cuatro buques metaneros de nueva construcción durante el período 2016-2017 en régimen de time-charter (Nota 33).

En octubre de 2014 se ha iniciado la operación del parque eólico Bii Hioxo (México) con 234 MW de potencia instalada.

En el ejercicio 2014, se incluye en "Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro", dentro del epígrafe "Otro inmovilizado", un importe de 8 millones de euros que corresponde a la pérdida por deterioro del valor total de activos diversos.

Los gastos financieros activados en el ejercicio 2014 en proyectos de inmovilizado

durante su construcción ascienden a 23 millones de euros (18 millones de euros en 2013). Los gastos financieros capitalizados en el ejercicio 2014 representan el 2,6% del total de los costes financieros por endeudamiento neto (2,0% para el ejercicio 2013). La tasa media de capitalización durante los ejercicios 2014 y 2013 ha ascendido a 4,1% y 3,7% respectivamente.

En el epígrafe de “Instalaciones técnicas de generación eléctrica” se incluyen las islas de potencia de las centrales de ciclo combinado de Palos de la Frontera y Sagunto adquiridas en régimen de arrendamiento financiero (Nota 15).

En el epígrafe de “Buques transporte de gas” se incluye el valor actual, en el momento de la adquisición, de los pagos comprometidos para el fletamento de 4 buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero (Nota 17). En 2014 se cerró el acuerdo, enmarcado dentro de la operación de venta del negocio de gas natural licuado del grupo Repsol, que firmaron Gas Natural Fenosa y Shell adjudicándose el uso en exclusiva de cada uno de los dos buques que estaban contratados conjuntamente por Gas Natural Fenosa y el grupo Repsol.

En el epígrafe de “Otro inmovilizado” se recoge a 31 de diciembre de 2014 el valor neto contable de Inversiones en zonas con reservas por 350 millones de euros (369 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), entre las que se incluyen básicamente las inversiones en el yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, y costes de exploración por 32 millones de euros (47 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

El inmovilizado en curso a 31 de diciembre de 2014 incluye básicamente inversiones realizadas en:

- Desarrollo recurrente de la red de distribución de gas por 172 millones de euros y de electricidad por 287 millones de euros.
- Infraestructuras de gas por 63 millones de euros.
- Centrales de generación eléctrica en Latinoamérica por importe de 105 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2014 Gas Natural Fenosa no disponía de inmuebles de inversión de valor significativo.

El inmovilizado material incluye, a 31 de diciembre de 2014, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 1.722 millones de euros.

Es política de Gas Natural Fenosa contratar todas las pólizas de seguros que se estimen necesarias para dar cobertura a los posibles riesgos que pudieran afectar a los elementos de inmovilizado.

Gas Natural Fenosa mantiene a 31 de diciembre de 2014 compromisos de inversión por 786 millones de euros, básicamente para el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas, el desarrollo de la red de distribución de electricidad y la construcción de cuatro buques metaneros (Nota 33).

Nota 7. Inversiones en sociedades

Asociadas y negocios conjuntos

El detalle de las Inversiones registradas por el método de la participación es el siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13 (1)
Asociadas	45	36
Negocios conjuntos	1.989	2.357
Total	2.034	2.393

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El movimiento de los ejercicios 2014 y 2013 de las inversiones contabilizadas por el método de la participación, detallando las participaciones más significativas, es el siguiente:

	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.	Otros negocios conjuntos	Total Negocios conjuntos	Asociadas	Total
Valor de la participación a 1.1.13 (1)	1.896	219	359	2.474	39	2.513
Inversión	-	-	-	-	-	-
Participaciones en el resultado	(99)	40	(4)	(63)	1	(62)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-	-	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	(26)	(24)	(50)	(3)	(53)
Diferencias de conversión	(2)	(11)	(3)	(16)	-	(16)
Otro resultado global	4	4	4	12	(1)	11
Reclasificaciones y otros	-	-	-	-	-	-
Valor de la participación a 31.12.13 (1)	1.799	226	332	2.357	36	2.393
Inversión	-	-	25	25	-	25
Participaciones en el resultado	(492)	38	(22)	(476)	2	(474)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-	-	70	70	5	75
Dividendos recibidos	(24)	(16)	(1)	(41)	-	(41)
Diferencias de conversión	11	35	-	46	-	46
Otro resultado global	1	3	(1)	3	-	3
Reclasificaciones y otros	-	-	5	5	2	7
Valor de la participación a 31.12.14	1.295	286	408	1.989	45	2.034

(1) Saldos reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

En el Anexo I se relacionan todas las empresas asociadas y negocios conjuntos participadas por Gas Natural Fenosa indicando su actividad y porcentaje de participación de control y patrimonial.

En el ejercicio 2014, se incluye en "Participaciones en el resultado" un importe de 510 millones de euros que corresponde a la pérdida por deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas (485 millones de euros) y en Nueva Generadora del Sur, S.A. (25 millones de euros). En el ejercicio 2013, se incluye en "Participaciones en el resultado" un importe de 70 millones de euros correspondientes a la pérdida por deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas.

Unión Fenosa Gas es una participada conjuntamente con otro socio al 50%, consolidada por integración proporcional hasta el ejercicio 2013 y, en aplicación de la NIIF 11, integrada por el método de la participación en 2014 (Nota 3.3).

En el ejercicio 2013 se incluía un deterioro de 70 millones de euros correspondiente a la pérdida por deterioro del valor total asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural Egyptian Natural Gas Holding. Unión Fenosa Gas inició en el ejercicio 2013 acciones legales en defensa de sus derechos contractuales, llegándose a suscribir un acuerdo transitorio con el suministrador para el restablecimiento del suministro.

Del análisis de deterioro realizado en el ejercicio 2013, que consideraba la reanudación de las entregas de gas en los nuevos plazos acordados con el suministrador, no se derivaba ningún deterioro adicional de Unión Fenosa Gas.

Como consecuencia de que en el ejercicio 2014 se ha producido un incumplimiento sustancial de dichos acuerdos por parte del suministrador egipcio, se ha puesto de manifiesto la necesidad de actualizar el análisis de deterioro para la globalidad de la inversión en la participada, siguiendo los criterios de cálculo detallados en la Nota 3.4.5. En el análisis de deterioro realizado se han considerado las siguientes hipótesis:

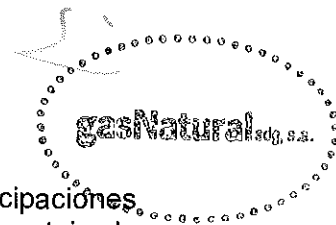
- Un retraso de la fecha de reanudación del suministro de gas de Egipto, sin perjuicio de las distintas acciones legales iniciadas;
- Un eventual mayor coste del suministro de gas por la utilización de fuentes de suministro alternativas a las de Egipto;
- Una tasa de descuento antes de impuestos del 11,7%;
- Una tasa de crecimiento posterior del negocio del 1,4%.

El resultado del análisis del deterioro realizado en el ejercicio 2014 ha puesto de manifiesto la necesidad de dotar un deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas por importe de 485 millones de euros.

Nueva Generadora del Sur, S.A. es una sociedad de generación eléctrica participada conjuntamente con otro socio al 50% que opera la central de ciclo combinado del campo de Gibraltar. Como consecuencia de una sentencia del Tribunal superior de Justicia de Andalucía que ha ordenado el desmantelamiento de la línea de evacuación de energía se ha producido una parada temporal de la actividad de dicha central, iniciándose las actuaciones encaminadas a la obtención de un trazado alternativo. En consecuencia, se ha puesto de manifiesto la necesidad de actualizar el análisis de deterioro para la globalidad de la inversión en la participada, siguiendo los criterios de cálculo detallados en la Nota 3.4.5. En el análisis de deterioro realizado se han considerado las siguientes hipótesis:

- Un retraso de la fecha de reanudación de la situación de disponibilidad de la central;
- Una tasa de descuento antes de impuestos del 6,5%;
- Una tasa de crecimiento posterior del negocio del 1,8%.

El resultado del análisis de deterioro realizado en el ejercicio 2014 ha puesto de manifiesto la necesidad de dotar un deterioro de la participación en Nueva Generadora del Sur, S.A. por importe de 25 millones de euros.



El detalle de activos, pasivos, ingresos y resultados de las principales participaciones en negocios conjuntos de Gas Natural Fenosa es el siguiente (según porcentaje de participación):

	A 31.12.2014		A 31.12.2013	
	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.
% de participación	50,0%	47,5%	50,0%	47,5%
Activo no corriente	1.836	286	2.336	278
Activo corriente	351	109	410	67
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	140	45	162	10
Pasivo no corriente	(731)	(72)	(773)	(99)
Pasivos financieros no corrientes	(211)	(69)	(298)	(84)
Pasivo corriente	(161)	(37)	(174)	(20)
Pasivos financieros corrientes	(31)	(22)	(39)	(8)
Activos netos	1.295	286	1.799	226
Deuda financiera neta (1)	102	46	175	82

(1) Deuda financiera neta: Pasivos financieros no corrientes+Pasivos financieros corrientes-Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

	2014		2013	
	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.
Resultado explotación	(92)	43	(116)	48
Importe neto de la cifra de negocios	909	158	1.031	147
Gastos de explotación	(821)	(91)	(908)	(81)
Dotación a la amortización	(180)	(24)	(239)	(18)
Participación en el resultado	(492)	38	(99)	40
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	(95)	38	(99)	40
Deterioro participación	(485)	-	-	-

No existen pasivos contingentes de las participaciones en negocios conjuntos. Los compromisos contractuales de las participaciones en negocios conjuntos son los compromisos para la compra de gas de Unión Fenosa Gas y EcoEléctrica L.P. de 8.808 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (12.327 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), los compromisos de venta de gas de Unión Fenosa Gas por importe de 5.585 millones de euros, los compromisos por prestación de servicios por la cesión de capacidad de generación eléctrica de EcoEléctrica L.P. por importe de 273 millones de euros (271 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) y los compromisos de pago de arrendamientos operativos por los buques de transporte de gas de Unión Fenosa Gas por importe de 143 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (150 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Por otra parte, determinados proyectos de inversión de las participaciones en negocios conjuntos han sido financiados con estructuras específicas (financiación de proyecto) que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de financiación a 31 de diciembre de 2014 asciende a 369 millones de euros (407 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).



Operaciones conjuntas

Gas Natural Fenosa participa en diferentes operaciones conjuntas que cumplen las condiciones indicadas en la Nota 3.4.1.b y que se detallan en el apartado 3 del Anexo I. Las participaciones relevantes en operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son las siguientes:

	2014	2013
Comunidad de Bienes Central Nuclear de Almaraz	11,3%	11,3%
Comunidad de Bienes Central Nuclear de Trillo	34,5%	34,5%
Comunidad de Bienes Central Térmica de Aceca	50,0%	50,0%
Comunidad de Bienes Central Térmica de Anllares	66,7%	66,7%

La aportación de las operaciones conjuntas a los activos, pasivos, ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa es la siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13
Activos no corrientes	611	627
Activos corrientes	67	189
Activos	678	816
Pasivos no corrientes	63	39
Pasivos corrientes	81	103
Pasivos	144	142
Activos netos	534	674

	2014	2013
Ingresos	197	233
Gastos	210	228
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	(13)	5

Nota 8. Activos financieros

El detalle de los activos financieros, excluyendo los incluidos en los epígrafes “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” (Nota 10) y “Efectivo y otros activos líquidos equivalentes” (Nota 11), a 31 de diciembre de 2014 y 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 cambio a resultados	Total
A 31 diciembre 2014						
Instrumentos de patrimonio	145	-	-	-	-	145
Derivados (Nota 16)	-	-	-	30	-	30
Otros activos financieros	-	1.112	2	-	-	1.114
Activos financieros no corrientes	145	1.112	2	30	-	1.289
Derivados (Nota 16)	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	470	1	-	-	471
Activos financieros corrientes	-	470	1	-	-	471
Total	145	1.582	3	30	-	1.760

	Disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Valor razonable con cambio a resultados	Total
A 31 diciembre 2013						
Instrumentos de patrimonio	149	-	-	-	-	149
Derivados (Nota 16)	-	-	-	2	-	2
Otros activos financieros	-	1.266	1	-	-	1.267
Activos financieros no corrientes (1)	149	1.266	1	2	-	1.418
Derivados (Nota 16)	-	-	-	8	9	17
Otros activos financieros	-	233	-	-	-	233
Activos financieros corrientes (1)	-	233	-	8	9	250
Total (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 3.3).

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

Activos financieros	31 de diciembre 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	-	-	145	145	-	-	149	149
Derivados de cobertura	-	30	-	30	-	10	-	10
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	9	-	9
Total	-	30	145	175	-	19	149	168

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2014 y 2013 de los activos financieros disponibles para la venta en función del método empleado para el cálculo de su valor razonable es el siguiente:

	2014				2013 (1)			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
A 1 de Enero	-	-	149	149	-	-	73	73
Aumentos	-	-	-	-	-	-	90	90
Diferencias de conversión	-	-	(1)	(1)	-	-	(8)	(8)
Trasposos y otros	-	-	(3)	(3)	-	-	(6)	(6)
A 31 de Diciembre	-	-	145	145	-	-	149	149

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

La partida más significativa corresponde a una participación del 14,9% en la sociedad Medgaz, S.A. por importe de 90 millones de euros (90 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

La principal variación en el ejercicio 2013 correspondió a la adquisición en enero de 2013 a Sonatrach de una participación del 10,0% de Medgaz, S.A. por 54 millones de euros y en julio de 2013 una participación adicional del 4,9% a Gaz de France International, S.A.S por importe de 36 millones de euros.

Préstamos y partidas a cobrar

La composición a 31 de diciembre de 2014 y 2013 se muestra a continuación:

	A 31.12.14	A 31.12.13 (1)
Créditos comerciales	133	105
Financiación del déficit de ingresos sistema eléctrico	-	452
Financiación del déficit de ingresos sistema gasista	177	-
Fianzas y depósitos	139	141
Deudores ingresos capacidad	35	-
Otros créditos	628	568
Préstamos y partidas a cobrar no corrientes	1.112	1.266
Créditos comerciales	56	91
Financiación del déficit de ingresos sistema eléctrico	183	33
Financiación del déficit de ingresos sistema gasista	139	-
Dividendo a cobrar	13	7
Otros créditos	79	102
Préstamos y partidas a cobrar corrientes	470	233
Total	1.582	1.499

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El desglose por vencimientos a diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Vencimientos	A 31.12.14	A 31.12.13
Antes de 1 año	470	233
Entre 1 año y 5 años	456	343
Más de 5 años	656	923
Total	1.582	1.499

El valor razonable y el valor contable de estos activos no difieren de forma significativa.

En el apartado "Créditos comerciales" se incluyen, principalmente, créditos por la venta de instalaciones de gas y electricidad. Los tipos de interés correspondientes

(entre 5% y 11% para créditos entre 1 a 5 años) se ajustan a los tipos de interés del mercado para préstamos de dicha clase y duración.

En el apartado "Financiación déficit de ingresos sistema eléctrico" se incluyen, a 31 de diciembre de 2014, los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico para los ejercicios iniciados desde 2014 financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre (Nota 2.4) y que generan el derecho a su recuperación en los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. El importe de esta financiación ha sido registrado en su totalidad a corto plazo por entender que se trata de un desajuste temporal que será recuperado a través de las liquidaciones del sistema en el plazo de un año.

En el apartado "Financiación del déficit de ingresos sistema eléctrico" se incluía a 31 de diciembre de 2013 el derecho de cobro que mantenía Gas Natural Fenosa correspondiente al ejercicio 2013. En fecha 15 de diciembre de 2014, Gas Natural Fenosa al amparo de lo dispuesto por la Ley 24/2013 del sector Eléctrico ha procedido a la cesión irrevocable del derecho de cobro del déficit del sistema Eléctrico correspondiente al ejercicio 2013, a favor de diversas entidades financieras, por un importe de 457 millones de euros.

En el apartado "Financiación del déficit de ingresos sistema gasista" se incluyen, a 31 de diciembre de 2014, los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista acumulado del ejercicio 2014 financiados por Gas Natural Fenosa conforme al Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio (Nota 2.1.1.2) y que generan el derecho a su recuperación en los quince años siguientes por la parte que se considere déficit definitivo de 2014 y en los cinco años siguientes por el resto financiado, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. El importe de esta financiación ha sido registrado en largo plazo y en corto plazo de acuerdo con el plazo estimado de recuperación a través de las liquidaciones del sistema.

A 31 de diciembre de 2013 los desajustes temporales producidos 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 mencionada nueva regulación, en fecha 30 de junio de 2014 se ha traspasado a este epígrafe el importe acumulado correspondiente del epígrafe de "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" por un importe de 161 millones de euros.

En el apartado "Fianzas y depósitos" se incluyen fundamentalmente los importes depositados en las Administraciones Públicas competentes, de acuerdo con la legislación que así lo establece, por las fianzas y depósitos recibidos de los clientes en el momento de la contratación como garantía del suministro de electricidad y gas natural (Nota 17).

En el apartado "Deudores ingresos capacidad" se recogen los ingresos pendientes de facturar reconocidos por la linealización en el periodo de vigencia de los contratos de compromiso de capacidad de generación en México.

En el apartado "Otros créditos", se incluye básicamente:

- un crédito de 217 millones de euros (236 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) por la financiación a ContourGlobal La Rioja, S.L., por la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja) que se produjo en fecha 28

de julio de 2011. Este crédito está garantizado por las acciones de esta compañía y por otros activos, devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021.

- el valor de las concesiones que se consideran créditos, de acuerdo con la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (Nota 3.4.3.b y Nota 30) por importe de 240 millones de euros (157 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), de los cuales 21 millones de euros están clasificados en el activo corriente (16 millones de euros en 2013). Estos créditos se clasifican en este epígrafe “Préstamos y partidas a cobrar” por tratarse de un derecho incondicional a recibir efectivo con importes fijos o determinables.
- 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 (Nota 2.1.1.2), por importe de 132 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 33 millones de euros en el epígrafe de “Otros activos financieros corrientes”.

Derivados de cobertura

Las variables en las que se basan la valoración de los derivados de cobertura recogidos en este epígrafe son observables en un mercado activo (Nivel 2).

En la Nota 16 se recoge el detalle de los instrumentos financieros derivados.

Nota 9. Existencias

El desglose de las existencias es el siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13 (1)
Gas natural y gas natural licuado	701	477
Carbón y fuel-oil	169	189
Gas licuado del petróleo	33	-
Combustible nuclear	64	66
Materiales y otras existencias	110	51
Total	1.077	783

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Las existencias de gas incluyen básicamente las existencias en los almacenamientos subterráneos, en tránsito marítimo, en plantas y en gasoductos.

Nota 10. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe es la siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13 (1)
Cientes	5.682	5.211
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas (Nota 31)	150	137
Provisión por depreciación de deudores	(940)	(844)
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	4.892	4.504
Administraciones públicas	139	169
Pagos anticipados	87	51
Instrumentos financieros derivados (Nota 16)	24	6
Deudores varios	263	274
Otros deudores	513	500
Activo por impuesto corriente	296	134
Total	5.701	5.138

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El valor razonable y el valor contable de estos activos no difieren de forma significativa.

Con carácter general, las facturaciones pendientes de cobro no devengan intereses, estando establecido su vencimiento en un período medio de 18 días.

El movimiento de la provisión por depreciación de deudores es el siguiente:

	2014	2013 (1)
A 1 de enero	(844)	(826)
Dotación neta del ejercicio (Nota 25)	(302)	(226)
Bajas	178	159
Diferencias de conversión y otros	28	49
A 31 de diciembre	(940)	(844)

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

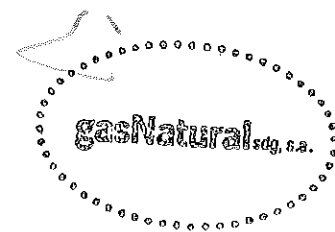
Nota 11. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El Efectivo y otros activos líquidos equivalentes al efectivo incluye:

	A 31.12.14	A 31.12.13 (1)
Tesorería	2.376	1.586
Otros activos líquidos equivalentes (España y Resto de Europa)	916	2.400
Otros activos líquidos equivalentes (Internacional)	280	186
Total	3.572	4.172

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Las inversiones en "Otros activos líquidos equivalentes" vencen en un plazo inferior a 3 meses y devengan un tipo de interés efectivo ponderado de 0,8% a 31 de diciembre de 2014 (1,0% a 31 de diciembre de 2013).



Nota 12. Patrimonio

Los principales componentes del Patrimonio se detallan en los siguientes apartados:

Capital social y Prima de emisión

Las variaciones durante los ejercicios 2014 y 2013 del número de acciones y las cuentas de Capital social y Prima de emisión han sido las siguientes:

	Número de acciones	Capital social	Prima de emisión	Total
A 31 de diciembre de 2012	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809
Variaciones	-	-	-	-
A 31 de diciembre de 2013	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809
Variaciones	-	-	-	-
A 31 de diciembre de 2014	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809

Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

La Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la "Prima de emisión" para ampliar capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

Durante el ejercicio 2014 se adquirieron 1.128.504 acciones propias por importe de 23 millones de euros (3.447.535 acciones propias por importe de 52 millones de euros durante el ejercicio 2013) de las que 174.998 acciones propias por importe de 3 millones de euros (163.279 acciones por importe de 3 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) 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 (Nota 3.4.15.d) y el resto fueron totalmente enajenadas por importe de 20 millones de euros (50 millones de euros a 31 de diciembre de 2013). Al cierre del ejercicio 2014 y al cierre del ejercicio 2013, Gas Natural Fenosa no poseía acciones propias en autocartera.

Las participaciones más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2014, de acuerdo a la información pública disponible o a la comunicación realizada a la propia Sociedad, son las siguientes:

	Participación en el capital social %
- Grupo "la Caixa"	34,4
- Grupo Repsol	30,0
- Sonatrach	4,0

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

La cotización al fin del ejercicio 2014 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 20,81 euros (18,69 euros a 31 de diciembre de 2013).

Reservas

El epígrafe de Reservas incluye las siguientes reservas:

	2014	2013
Reserva legal	200	200
Reserva estatutaria	100	100
Reserva de revalorización RD 7/96	225	225
Reserva de fondo de comercio	893	715
Reserva voluntaria	6.458	6.226
Otras reservas	590	465
	8.466	7.931

Reserva legal

Por lo dispuesto en la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% de los beneficios a dicha reserva hasta que represente, como mínimo, el 20% del capital social. La reserva legal puede utilizarse para aumentar el capital en la parte que supere el 10% del capital ya aumentado.

Salvo para la finalidad mencionada, y siempre que no supere el 20% del capital social, la reserva legal únicamente puede utilizarse para compensar pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva estatutaria

En virtud de los Estatutos Sociales de Gas Natural SDG, S.A., el 2% del beneficio neto del ejercicio debe asignarse a la reserva estatutaria hasta que ésta alcance, al menos, el 10% del capital social.

Reserva de revalorización

La Reserva de revalorización puede destinarse a la eliminación de resultados contables negativos, a la ampliación del capital social o a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

Reserva por fondo de comercio

De acuerdo con el artículo 273 de la Ley de Sociedades de Capital, Gas Natural SDG, S.A. debe dotar una reserva indisponible equivalente al fondo de comercio que aparezca en el activo de su Balance, destinando anualmente por lo menos una cifra que represente el 5% del importe del fondo de comercio. Si no existiera beneficio, o este fuera insuficiente, se podrá emplear la Prima de emisión o Reservas de libre disposición.



Ganancias por acción

Las ganancias básicas por acción se calculan dividiendo el beneficio atribuible a Accionistas de la Sociedad dominante entre el número medio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante el año.

	A 31.12.14	A 31.12.13
Beneficio atribuible a accionistas de la Sociedad dominante	1.462	1.445
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.001.689.341	1.001.689.341
Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	1,46	1,44
- Diluidas	1,46	1,44
Ganancias por acción de las actividades discontinuadas (en euros):		
- Básicas	-	-
- Diluidas	-	-

La Sociedad dominante no tiene emisiones de instrumentos financieros que puedan diluir el beneficio por acción.

Dividendos

A continuación se detallan los pagos de dividendos efectuados durante los ejercicios 2014 y 2013:

	31.12.14			31.12.13		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	90%	0,90	897	89%	0,89	895
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	90%	0,90	897	89%	0,89	895
a) Dividendos con cargo a resultados	90%	0,90	897	89%	0,89	895
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

Adicionalmente, el importe de dividendos pagados a participaciones no dominantes en el ejercicio 2014 asciende a 228 millones de euros (162 millones de euros en 2013). Ver apartado "Participaciones no dominantes".

Ejercicio 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 propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2013 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 11 de abril de 2014 incluyó el pago de un dividendo complementario de 0,504 por acción, por un importe total de 504 millones de euros, pagado el 1 de julio de 2014.

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó, en su reunión del 28 de noviembre de 2014, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2014 de 0,397 euros por acción, por un importe total de 397 millones de euros, a pagar a partir del día 8 de enero de 2015.



La Sociedad dominante contaba, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con los requisitos establecidos en la Ley de Sociedades de Capital. El estado contable de liquidez provisional de la Sociedad dominante formulado por los Administradores a 28 de noviembre de 2014 es el siguiente:

Resultado después de impuestos	721
Reservas a dotar	(53)
Cantidad máxima distribuible	668
Previsión de pago del dividendo a cuenta	397
Liquidez de tesorería	2.924
Emisión de deuda y líneas de crédito no dispuestas	6.696
Liquidez total	9.620

Con fecha 30 de enero de 2015, el Consejo de Administración aprueba la propuesta que elevará a la Junta General de Accionistas de distribución del beneficio neto de Gas Natural SDG, S.A. correspondiente al ejercicio 2014 que es la siguiente:

Base de reparto	
Pérdidas y ganancias	1.083
Distribución	
A Reserva por fondo de comercio	53
A Reserva voluntaria	121
A Dividendo	909

Esta propuesta de aplicación del resultado formulada por el Consejo de Administración para su aprobación por la Junta General de Accionistas incluye el pago de un dividendo complementario de 0,511 por acción, por un importe total de 512 millones de euros a pagar a partir del día 1 de julio de 2015.

Ejercicio 2013

Incluye el pago del dividendo a cuenta 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 propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2012 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 16 de abril de 2013 incluyó el pago de un dividendo complementario de 0,503 por acción, por un importe total de 504 millones de euros, pagado el 1 de julio de 2013.

Ajustes por cambio de valor

En el epígrafe de "Diferencias de conversión" se incluyen las diferencias de cambio descritas en la Nota 3.4.2 como consecuencia de la variación del tipo de cambio del euro con respecto a las principales divisas de las sociedades extranjeras de Gas Natural Fenosa.

Participaciones no dominantes

	Participaciones no dominantes
Saldo a 1.1.13 (1)	1.579
Resultado global total del ejercicio	131
Distribución de dividendos	(190)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-
Otras variaciones	3
Saldo a 31.12.13 (1)	1.523
Resultado global total del ejercicio	223
Distribución de dividendos	(234)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	1.385
Emisión obligaciones perpetuas subordinadas	993
Otras variaciones	(11)
Saldo a 31.12.14	3.879

(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 a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 a efectos comparativos (Nota 3.3).

Los movimientos más significativos correspondientes al ejercicio 2014 corresponden a:

- La combinación de negocios de CGE (Nota 29).
- Obligaciones perpetuas subordinadas.

El 18 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa Finance, B.V. cerró una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas con garantía de Gas Natural SDG, S.A. por un importe de 1.000 millones de euros. El tipo de emisión se ha fijado en el 99,49% de su valor nominal lo que supone una emisión neta de 993 millones de euros. Las obligaciones devengan un interés definido como un tipo de interés de referencia más un margen. El tipo de interés de referencia será el tipo swap a 8 años (equivalente en el momento inicial al 0,77%) revisable cada 8 años. El margen inicial es el 3,35% y se mantiene los 10 primeros años, el 3,60% entre 2024 y 2042 y el 4,35% posteriormente. En consecuencia, el tipo de interés inicial es el 4,12%.

Los intereses devengados por estas obligaciones no serán exigibles, sino que serán acumulativos, si bien Gas Natural Fenosa deberá hacer frente a su pago en caso de que reparta dividendos o decida ejercer la opción de cancelación anticipada.

Aunque estas obligaciones no tienen establecido vencimiento contractual alguno, Gas Natural Fenosa Finance, B.V. tiene la opción de amortizarlas anticipadamente el 18 de noviembre de 2022 y, posteriormente, en cada fecha de pago del interés.

Gas Natural Fenosa, tras analizar las condiciones de esta emisión, de acuerdo con la NIC 32, ha procedido a contabilizar el efectivo recibido con abono al epígrafe "Participaciones no dominantes" incluido dentro del patrimonio neto del Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2014, por considerar que la emisión no cumple las condiciones establecidas para su consideración como pasivo financiero, dado que Gas Natural Fenosa Finance, B.V. no mantiene el

compromiso contractual de entrega de efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros, estando las circunstancias que le obligan a ello enteramente a discreción de Gas Natural Fenosa Finance, BV.

Los intereses devengados desde la emisión de las obligaciones, por importe de 5 millones de euros, se han registrado en el epígrafe "Participaciones no dominantes" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2014.

- En junio de 2014 se hizo efectiva la venta de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 3.4.1 y 26). Gas Natural Fenosa tenía participaciones minoritarias a través de dicha sociedad, lo que supuso la baja de las participaciones no dominantes asociadas por valor de 3 millones de euros.
- En Julio de 2014 Gas Natural Fenosa adquirió el 20% de Iberafrica Power, Ltd a la sociedad Kenya Power and Lighting Company, Ltd por 3 millones de euros alcanzando un porcentaje del 89,59% de la participación. Al tratarse de una participación no dominante se registró como una transacción patrimonial suponiendo una disminución del epígrafe "Participaciones no dominantes" por importe de 4 millones de euros.

Los movimientos más significativos correspondientes al ejercicio 2013 corresponden a:

- En febrero de 2013 se hizo efectiva la venta de las sociedades de distribución de electricidad en Nicaragua, Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. y Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de las que Gas Natural Fenosa tenía un porcentaje de participación del 83,7% (Notas 3.4.1 y 26), lo que supuso la baja de las participaciones no dominantes asociadas por valor de 4 millones de euros.
- En junio de 2013 Gas Natural Fenosa adquirió el 10% de Gas Navarra, S.A. a la sociedad del grupo "la Caixa" Hiscan Patrimonio II, S.L.U por 10 millones de euros alcanzando un porcentaje de participación del 100%. Al tratarse de una adquisición de participaciones no dominantes se registró como una transacción patrimonial, suponiendo una disminución del epígrafe "Participaciones no dominantes" por importe de 3 millones de euros y una disminución del epígrafe de "Reservas" por un importe de 7 millones de euros.

En el ejercicio 2005 la sociedad Unión Fenosa Preferentes, S.A. realizó una emisión de acciones preferentes por importe nominal de 750 millones de euros, que se contabilizó en el epígrafe "Participaciones no dominantes". Las principales características son:

- Dividendo: variable y no acumulativo; hasta el 30 de junio de 2015 será el Euribor a tres meses más un diferencial de 0,65%; a partir de dicha fecha, será el Euribor a tres meses más un diferencial del 1,65%.
- Pago de dividendo: se pagará por trimestres naturales vencidos, condicionado a la existencia de beneficio distribible de Gas Natural Fenosa, considerando como tal el menor entre el beneficio neto declarado de Gas Natural Fenosa y el beneficio neto de Gas Natural SDG, S.A. como garante.
- Plazo: perpetuas, con opción para el emisor de amortizar en todo o en parte las participaciones con fecha posterior al 30 de junio de 2015. En caso de amortización se efectuará por su valor nominal.

- Retribución: el pago del dividendo será preferente y no acumulativo y está condicionado a la obtención de beneficio distribuible de Gas Natural SDG, S.A. y al pago de dividendo a sus accionistas ordinarios. El emisor tendrá la opción pero no la obligación de abonar a los titulares de las participaciones una remuneración en especie mediante el incremento del valor nominal de las participaciones preferentes.
- Derechos políticos: no tienen.

Los detalles correspondientes a las participaciones no dominantes más significativas son los siguientes:

Sociedad	2014			2013		
	Patrimonio neto atribuido	Resultado consolidado del ejercicio	Dividendos recibidos	Patrimonio neto atribuido	Resultado consolidado del ejercicio	Dividendos recibidos
Metrogas, S.A.	996	1	-	-	-	-
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	167	47	84	167	54	54
Gasco, S.A.	102	-	-	-	-	-
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	94	20	-	81	16	-
Kangra Coal (Proprietary), Ltd	81	1	1	86	3	7
Electrificadora del Caribe, S.A. ESP	73	4	-	80	4	-
Gasmar, S.A.	67	-	-	-	-	-
Gas Natural Mexico, S.A. de CV	51	5	-	51	5	-
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	50	43	39	57	40	46
Ceg Río, S.A.	39	14	28	41	19	19
Gas Natural, S.A. ESP	22	34	64	60	37	44
Otras sociedades	389	15	11	150	29	14
Subtotal	2.131	184	227	773	207	184
Acciones preferentes	750	7	7	750	6	6
Obligaciones perpetuas subordinadas	998	5	-	-	-	-
Otros instrumentos de patrimonio	1.748	12	7	750	6	6
Total	3.879	196	234	1.523	213	190

El importe de dividendos pagados a participaciones no dominantes en el ejercicio 2014 asciende a 228 millones de euros (162 millones de euros en 2013).

La información financiera correspondiente a las participaciones no dominantes más significativas es la siguiente (importes al 100%):

Sociedad	31 de diciembre 2014			31 de diciembre 2013		
	Activos totales	Pasivo no corriente	Pasivo corriente	Activos totales	Pasivo no corriente	Pasivo corriente
Metrogas, S.A.	2.331	(787)	(75)	-	-	-
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	878	(261)	(229)	784	(191)	(188)
Gasco, S.A.	415	(116)	(72)	-	-	-
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	755	(196)	(244)	569	(122)	(158)
Kangra Coal (Proprietary), Ltd	452	(107)	(10)	448	(132)	(11)
Electrificadora del Caribe, S.A. ESP	1.797	(638)	(541)	1.791	(662)	(452)
Gasmar, S.A.	159	(41)	(23)	-	-	-
Gas Natural Mexico, S.A. de CV	755	(153)	(206)	727	(249)	(121)
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	268	(31)	(12)	281	(1)	(17)
Ceg Río, S.A.	317	(57)	(155)	204	(14)	(72)
Gas Natural, S.A. ESP	349	(107)	(106)	416	(117)	(66)

En el Anexo I se incluye el detalle de sociedades participadas por Gas Natural Fenosa indicando su actividad y porcentaje de participación de control y patrimonial.

En el análisis realizado para determinar que Gas Natural Fenosa ejerce el control sobre las entidades consolidadas no han surgido supuestos que hayan requerido de un juicio complejo para su determinación, dado que Gas Natural Fenosa tiene derecho a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada y tiene capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder en la participada, habiéndose basado en la representación de Gas Natural Fenosa en el Consejo de Administración de la filial y la participación en las decisiones significativas. Por otro lado, en términos generales, no existen restricciones significativas, tales como derechos protectivos, sobre la capacidad de Gas Natural Fenosa para acceder a los activos o utilizarlos, así como para liquidar sus pasivos.

Nota 13. Ingresos diferidos

El detalle y los movimientos producidos en este epígrafe durante los ejercicios 2014 y 2013 han sido los siguientes:

	Subvenciones Oficiales	Ingresos por acometidas	Ingresos por desplazamiento de red con cargo a terceros	Otros	Total
A 1.01.13 ⁽¹⁾	175	472	111	110	868
Importe recibido	17	75	4	17	113
Aplicaciones a resultados	(11)	(17)	(11)	(1)	(40)
Diferencias de conversión	(2)	-	(1)	(9)	(12)
Trasposos y otros	(10)	2	-	(2)	(10)
A 31.12.13 ⁽¹⁾	169	532	103	115	919
Importe recibido	13	46	7	1	67
Aplicaciones a resultados	(16)	(17)	(11)	(1)	(45)
Desinversiones ⁽²⁾	-	-	-	(114)	(114)
Diferencias de conversión	3	-	-	2	5
Trasposos y otros	(13)	6	-	7	-
A 31.12.14	156	567	99	10	832

(1) Saldos reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

(2) Incluye principalmente la desinversión por la enajenación de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 3.4.1 y 26).

Nota 14. Provisiones

El detalle de las provisiones a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es:

	A 31.12.14	A 31.12.13 ⁽¹⁾
Provisiones por obligaciones con el personal	740	695
Otras provisiones	820	772
Provisiones no corrientes	1.560	1.467
Provisiones corrientes	128	134
Total	1.688	1.601

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Provisiones por obligaciones con el personal

A continuación se incluye un desglose de las Provisiones relativas a las obligaciones con el personal:

	2014			2013 ⁽¹⁾		
	Pensiones y otras obligaciones similares	Otras obligaciones con el personal	Total	Pensiones y otras obligaciones similares	Otras obligaciones con el personal	Total
A 1 de Enero	688	7	695	778	7	785
Dotaciones con cargo a resultados	41	9	50	38	8	46
Pagos en el ejercicio	(56)	-	(56)	(82)	-	(82)
Diferencias de conversión	(22)	-	(22)	(50)	-	(50)
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	10	-	10	(3)	-	(3)
Combinación de negocios (Nota 29)	72	-	72			
Traspasos y otras aplicaciones	(2)	(7)	(9)	7	(8)	(1)
A 31 de Diciembre	731	9	740	688	7	695

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Pensiones y otras obligaciones similares

El desglose de las provisiones por pensiones por país es el siguiente:

Desglose por país	A 31.12.14	A 31.12.13	A 1.1.13
España (1)	374	364	380
Colombia (2)	238	269	330
Brasil (3)	36	42	65
Chile (4)	67	-	-
Resto	16	13	3
Total	731	688	778

1) Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en España

La mayor parte de los compromisos post-empleo de Gas Natural Fenosa en España consisten en la aportación de cantidades definidas a planes de pensiones del sistema de empleo. No obstante, a 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, Gas Natural Fenosa tenía en vigor los siguientes compromisos de prestación definida para determinados colectivos:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.

- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

2) *Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en Colombia*

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 existen los siguientes compromisos para determinados empleados de la sociedad colombiana Electrificadora del Caribe, S.A. E.S.P.:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

3) *Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en Brasil*

A 31 de diciembre de 2014 y a 31 de diciembre de 2013, Gas Natural Fenosa tiene en vigor las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la finalización de la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

4) *Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en Chile*

A 31 de diciembre de 2014, como consecuencia de la adquisición del grupo CGE (Nota 29), Gas Natural Fenosa tiene en vigor las siguientes prestaciones para determinados empleados en Chile:

- Indemnización por cese de la relación laboral para determinados empleados con motivo de su jubilación, cese, o fallecimiento, calculado en función de la antigüedad del trabajador en la empresa
- Complementos de pensión para los empleados contratados con anterioridad a 1992 de algunas de las empresas de distribución de electricidad

- Premios de antigüedad que se satisfacen en el momento de cumplir 5, 10, 15, 20, 25 y 30 años de servicio.

El detalle de las provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el Balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

	2014				2013 (1)			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Valor actual de las obligaciones								
A 1 de Enero	1.174	269	140	-	1.213	330	201	-
Coste del servicio del ejercicio	5	-	-	-	4	-	1	-
Coste de intereses	36	19	15	-	42	13	16	-
Variaciones reconocidas en patrimonio	105	(2)	(10)	-	2	(2)	(32)	-
Beneficios pagados	(80)	(26)	(10)	(3)	(90)	(32)	(11)	-
Diferencias de conversión	-	(22)	-	-	-	(39)	(35)	-
Combinación de negocios (Nota 29)	-	-	-	72	-	-	-	-
Trasposos y otros	-	-	3	(2)	3	(1)	-	-
A 31 de Diciembre	1.240	238	138	67	1.174	269	140	-
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	810	-	98	-	833	-	136	-
Rendimiento esperado	24	-	12	-	28	-	11	-
Aportaciones	2	-	6	-	22	-	7	-
Variaciones reconocidas en patrimonio	91	-	(7)	-	(7)	-	(21)	-
Prestaciones pagadas	(61)	-	(10)	-	(69)	-	(11)	-
Diferencias de conversión	-	-	-	-	-	-	(24)	-
Trasposos y otros	-	-	3	-	3	-	-	-
A 31 de Diciembre	866	-	102	-	810	-	98	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	374	238	36	67	364	269	42	-

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada para todos los planes de prestación definida mencionados anteriormente son las siguientes:

	2014				2013 (1)			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Coste de servicio del ejercicio	5	-	-	-	4	-	1	-
Coste de intereses	36	19	15	-	42	13	16	-
Rendimiento esperado de los activos del plan	(24)	-	(12)	-	(28)	-	(11)	-
Cargo total en Cuenta de pérdidas y ganancias	17	19	3	-	18	13	6	-

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Las prestaciones a pagar en los próximos años de los compromisos anteriores son las siguientes:

	2014				2013 (1)			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
De 1 a 5 años	13	-	-	20	21	-	-	-
De 5 a 10 años	28	238	-	16	46	269	-	-
Más de 10 años	333	-	36	31	297	-	42	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	374	238	36	67	364	269	42	-

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El movimiento en el pasivo reconocido en el Balance de situación consolidado es el siguiente:

	2014				2013 (1)			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
A 1 de Enero	364	269	42	-	380	330	65	-
Dotación a pérdidas y ganancias	17	19	3	-	18	13	6	-
Contribuciones pagadas	(21)	(26)	(6)	(3)	(43)	(32)	(7)	-
Variaciones reconocidas en patrimonio	14	(2)	(3)	-	9	(2)	(11)	-
Trasposos	-	-	-	(2)	-	(1)	-	-
Diferencias de conversión	-	(22)	-	1	-	(39)	(11)	-
Combinación de negocios	-	-	-	71	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
A 31 de Diciembre	374	238	36	67	364	269	42	-

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales reconocidas directamente en patrimonio es negativo en 189 millones de euros para el ejercicio 2014 (España: 57 millones de euros en negativo, Colombia: 98 millones de euros en negativo, Brasil: 33 millones de euros en negativo y Otros: 1 millones de euros en negativo).

La variación reconocida en el patrimonio se corresponde con las pérdidas y ganancias actuariales que se deben, fundamentalmente, a variaciones en:

	2014				2013			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Hipótesis financieras	33	1	(4)	-	69	(11)	(24)	-
Hipótesis demográficas	-	-	-	-	-	-	(4)	-
Experiencia	(20)	(3)	(3)	-	(56)	9	7	-
Limitación de activos	1	-	4	-	(4)	-	10	-
A 31 de Diciembre	14	(2)	(3)	-	9	(2)	(11)	-

Las principales categorías de los activos del plan, expresadas en porcentaje sobre el valor razonable total de los activos son las siguientes:

	2014				2013			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
% sobre total								
Títulos	-	-	14%	-	-	-	15%	-
Bonos	100%	-	77%	-	100%	-	75%	-
Inmuebles y otros activos	-	-	9%	-	-	-	10%	-

El rendimiento real sobre los activos del plan durante el ejercicio 2014, correspondiente a España y Brasil, ha sido de 36 millones de euros (39 millones de euros en 2013).

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

	A 31.12.14				A 31.12.13			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Tipo de descuento (1)	0,4 a 2,5%	8,0%	11,7%	1,7%	0,7 a 3,6%	8,0%	11,4%	-
Rendimiento esperado activos plan (1)	0,4 a 2,5%	-	11,7%	-	0,7 a 3,6%	-	11,4%	-
Incrementos futuros en salario (1)	2,0%	4,0%	7,7%	1,8%	2,5%	2,5%	7,7%	-
Incrementos futuros en pensión (1)	2,0%	3,0%	5,5%	N/A	2,5%	2,5%	5,5%	-
Tipo de inflación (1)	2,0%	3,0%	5,5%	N/A	2,5%	2,5%	5,5%	-
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83 RV-2009		PERMF 2000	RV08	AT-83	-
Esperanza de vida:								
Hombre								
Jubilado en ejercicio 2014	22,4	18,5	18,1	19,6	22,3	18,5	18,1	-
Jubilado en ejercicio 2034	42,4	36,7	35,1	20,5	42,2	36,7	35,1	-
Mujer								
Jubilado en ejercicio 2014	26,9	22,2	21,5	29,1	26,8	22,2	21,5	-
Jubilado en ejercicio 2034	48,4	40,4	39,7	29,8	48,3	40,4	39,7	-

(1) Anual

Estas hipótesis son aplicables a todos los compromisos de forma homogénea con independencia del origen de sus convenios colectivos.

Los tipos de interés para el descuento de las obligaciones post empleo son aplicados en función de los plazos de cada compromiso y la curva de referencia es calculada a partir de los tipos observables de bonos corporativos de alta calidad crediticia (AA), emitidos en la zona euro.

El importe de las prestaciones a pagar y las estimaciones de las contribuciones a realizar para el ejercicio 2015, en millones de euros son:

	Prestaciones				Contribuciones			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Post-empleo	64	-	4	-	16	21	5	4
Post-empleo medicas	-	-	-	-	3	3	2	-
Largo plazo	-	-	-	-	-	-	-	-
A 31 de Diciembre	64	-	4	-	19	24	7	4

El siguiente cuadro recoge el efecto de una variación de un 1% en el tipo de inflación, de un 1% en la tasa de descuento y de un 1% en el coste de la asistencia sanitaria sobre las provisiones y costes actuariales:

	Inflación + 1%	Descuento +1%	Asistencia sanitaria +1%
Valor actual de las obligaciones	112	(93)	18
Valor razonable activos del plan	-	(78)	-
Provisión para pensiones	112	(15)	18
Coste de servicio del ejercicio	2	(1)	-
Coste de intereses	4	8	1
Rendimiento esperado de los activos del plan	-	(6)	-

Otras obligaciones con el personal

Gas Natural Fenosa tiene implantado un sistema de retribución variable plurianual cuya finalidad es fortalecer el compromiso de los directivos en la consecución de objetivos económicos del grupo directamente relacionados con los establecidos en los Planes Estratégicos vigentes, aprobados por el Consejo de Administración y comunicados a los mercados financieros y cuyo cumplimiento, junto con su permanencia en el grupo, otorgan el derecho a la percepción de una retribución variable en metálico en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización.

A 31 de diciembre de 2014 se incluye una provisión correspondiente a los programas de retribución 2012-2014, 2013-2015 y 2014-2016 por importe de de 18 millones de euros (16 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), de los cuales 9 millones de euros se encuentran clasificados como no corrientes en 2014 (7 millones de euros en 2013).

Otras provisiones corrientes y no corrientes

El movimiento de las provisiones corrientes y no corrientes es el siguiente:

	Provisiones no corrientes			Provisiones corrientes	Total
	Por costes de cierre de instalaciones	Otras provisiones para riesgos y gastos	Total		
A 1.01.13 (1)	360	422	782	143	925
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados:					
– Dotaciones por actualización financiera	14	9	23	-	23
– Dotaciones con cargo a otros resultados	-	41	41	52	93
– Reversiones	-	(14)	(14)	-	(14)
Dotaciones / reversiones con cargo a inmovilizado	(3)	-	(3)	-	(3)
Pagos	(4)	(15)	(19)	(69)	(88)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-	-	-	-	-
Diferencias de conversión	(1)	(16)	(17)	(2)	(19)
Trasposos y otros (2)	7	(28)	(21)	10	(11)
A 31.12.13 (1)	373	399	772	134	906
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados:					
– Dotaciones por actualización financiera	12	7	19	-	19
– Dotaciones con cargo a otros resultados	-	29	29	41	70
– Reversiones	-	(14)	(14)	-	(14)
Dotaciones / reversiones con cargo a inmovilizado	19	-	19	-	19
Pagos	(2)	(17)	(19)	(52)	(71)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	-	17	17	-	17
Diferencias de conversión	1	-	1	5	6
Trasposos y otros	-	(4)	(4)	-	(4)
A 31.12.14	403	417	820	128	948

(1) Saldos reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

(2) Incluye una disminución en el epígrafe de "Provisiones no corrientes" por 18 millones de euros correspondientes a las empresas de distribución de electricidad en Nicaragua enajenadas (Nota 3.4.1 y 26).

En el epígrafe de "Provisiones no corrientes por costes de cierre de instalaciones" se incluyen las provisiones para hacer frente a obligaciones derivadas del desmantelamiento, restauración y otros costes relacionados con las instalaciones, básicamente de generación eléctrica.

En el epígrafe de "Otras provisiones no corrientes" se incluyen, principalmente, las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones, litigios y arbitrajes. La información sobre la naturaleza de las disputas más relevantes con terceros y la posición de la entidad para cada una de ellas se detalla en el apartado de "Litigios y arbitrajes" de la Nota 33.

En el epígrafe de "Provisiones corrientes" se incluye, principalmente, la estimación de emisiones de CO2 del ejercicio por importe de 41 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (52 millones de euros en 2013) (Nota 25).

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 no se había considerado necesario dotar ninguna provisión por contratos onerosos.

La estimación de las fechas de pago de estas obligaciones provisionadas en este epígrafe es de 323 millones de euros entre uno y cinco años, 120 millones de euros entre cinco y diez años y 371 millones de euros a más de diez años.

Nota 15. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13 (1)
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	11.478	10.360
Deuda financiera con entidades de crédito	6.125	4.537
Instrumentos financieros derivados	57	30
Otros pasivos financieros	80	164
Deuda financiera no corriente	17.740	15.091
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	1.772	2.531
Deuda financiera con entidades de crédito	800	617
Instrumentos financieros derivados	37	7
Otros pasivos financieros	195	196
Deuda financiera corriente	2.804	3.351
Total	20.544	18.442

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

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

Pasivos financieros	31 de diciembre 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	-	94	-	94	-	37	-	37
Total	-	94	-	94	-	37	-	37

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 31.12.14	A 31.12.13(1)	A 31.12.14	A 31.12.13(1)
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	11.478	10.360	13.195	11.433
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	6.205	4.701	6.226	4.737

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El valor razonable de las emisiones de obligaciones cotizadas se estima de acuerdo a su cotización (Nivel 1). El valor razonable de deudas con tipos de interés fijos se estima sobre la base de los flujos de caja descontados sobre los plazos restantes de dicha deuda. Los tipos de descuento se determinaron sobre los tipos de mercado disponibles a 31 de diciembre 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 (Nivel 2).

El movimiento de la deuda financiera ha sido el siguiente:

	2014	2013 (1)
A 1 de Enero	18.442	19.821
Combinaciones de negocio (Nota 29)	2.116	-
Aumento de deuda financiera	5.672	5.261
Disminución de deuda financiera	(5.777)	(6.483)
Diferencias de conversión	85	(171)
Traspasos y otros	6	14
A 31 de Diciembre	20.544	18.442

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera por instrumento a 31 de diciembre de 2014 y a 31 de diciembre de 2013 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2014:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	1.091	1.031	1.436	1.567	1.238	6.103	12.466
Variable	681	-	34	-	69	-	784
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	139	231	228	189	179	432	1.398
Variable	57	55	69	90	50	137	458
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	351	155	374	503	263	2	1.648
Variable	485	872	786	564	669	414	3.790
Total fija	1.581	1.417	2.038	2.259	1.680	6.537	15.512
Total variable	1.223	927	889	654	788	551	5.032
Total	2.804	2.344	2.927	2.913	2.468	7.088	20.544

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2013 (1):							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	2.386	789	999	1.399	1.522	5.469	12.564
Variable	146	-	-	37	-	144	327
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	126	141	246	181	123	492	1.309
Variable	68	64	52	101	101	150	536
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	186	219	94	174	9	19	701
Variable	439	253	768	207	1.139	199	3.005
Total fija	2.698	1.149	1.339	1.754	1.654	5.980	14.574
Total variable	653	317	820	345	1.240	493	3.868
Total	3.351	1.466	2.159	2.099	2.894	6.473	18.442

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

En el caso de no considerar el impacto de los derivados en la deuda financiera, la deuda financiera a tipo fijo ascendería a 12.813 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (12.787 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) y a tipo variable a 7.637 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 (5.618 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta nominada por monedas a 31 de diciembre de 2014 y a 31 de diciembre de 2013 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados:

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2014:							
Deuda denominada en euros	1.908	1.589	1.730	2.571	2.153	5.925	15.876
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	246	78	342	21	179	9	875
Peso chileno	274	445	395	159	55	1.152	2.480
Peso mejicano	144	-	57	81	-	-	282
Real brasileño	49	105	128	16	-	-	298
Peso colombiano	174	123	274	65	81	2	719
Peso argentino	9	4	1	-	-	-	14
Total	2.804	2.344	2.927	2.913	2.468	7.088	20.544

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2013: (1)							
Deuda denominada en euros	2.892	977	1.929	1.651	2.760	6.356	16.565
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	187	147	90	318	21	40	803
Peso chileno	-	-	-	-	-	-	-
Peso mejicano	61	141			81		283
Real brasileño	64	36	57	9	5		171
Peso colombiano	140	165	83	121	27	77	613
Peso argentino	7	-	-	-	-	-	7
Total	3.351	1.466	2.159	2.099	2.894	6.473	18.442

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

La deuda financiera en euros ha soportado en el ejercicio 2014 un tipo de interés efectivo medio del 4,01% (4,02% en el ejercicio 2013) y la deuda financiera en moneda extranjera ha soportado un tipo de interés efectivo medio en el ejercicio 2014 del 6,31% (5,91% en el ejercicio 2013), incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

A 31 de diciembre de 2014, Gas Natural Fenosa tiene líneas de crédito por una cantidad total 8.014 millones de euros (7.672 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), de las cuales 7.379 millones de euros no están dispuestas (7.307 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Deudas financieras con entidades de crédito por importe de 2.241 millones de euros (1.116 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios financieros.

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, Gas Natural Fenosa no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Por otra parte, determinados proyectos de inversión han sido financiados con estructuras específicas (financiación de proyecto) que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de financiación a 31 de diciembre de 2014 asciende a 26 millones de euros (153 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

A continuación se describen los instrumentos de financiación más relevantes:

Emisión de obligaciones y otros valores negociables

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

	A 1.1.2014	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.2014
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	12.156	2.822	(3.714)	-	(18)	11.246
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	41	(41)	1.260	9	2.004
Total	12.891	2.863	(3.755)	1.260	(9)	13.250

	A 1.1.2013	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.2013
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	9.937	3.754	(1.535)	-	-	12.156
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	333	(556)	-	(28)	735
Total	10.923	4.087	(2.091)	-	(28)	12.891

Programa ECP

El 23 de marzo de 2010 Gas Natural Fenosa formalizó la firma de un programa Euro Commercial Paper (ECP) por un importe de 1.000 millones de euros siendo el emisor la sociedad dependiente Gas Natural Fenosa Finance BV (antes Unión Fenosa Finance BV). Durante el ejercicio 2014 se siguieron efectuando emisiones bajo dicho programa, realizando emisiones por un importe total de 2.122 millones de euros (1.604 millones de euros durante el ejercicio 2013). A 31 de diciembre de 2014 la cantidad dispuesta de dicho programa era de 554 millones de euros (146 millones de euros a diciembre 2013), siendo el disponible 446 millones de euros (854 millones de euros a diciembre 2013).

Programa EMTN

Gas Natural Fenosa mantiene, a través de las sociedades dependientes Gas Natural Capital Markets, S.A. y Gas Natural Fenosa Finance BV (antes Unión Fenosa Finance BV), un programa de European Medium Term Notes (EMTN) a medio plazo. Dicho programa se estableció en 1999 y permitía emitir hasta un principal total de 2.000 millones de euros. Tras diversas ampliaciones, la última de las cuales en noviembre de 2013, el límite del Programa es de 14.000 millones de euros (14.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2013). A 31 de diciembre de 2014 estaba dispuesto un principal total de 10.755 millones de euros (12.055 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), siendo el importe pendiente de utilización 3.245 millones de euros. El detalle del saldo nominal emitido es el siguiente:

Emisión	Nominal	Vencimiento	Cupón (%)
Julio 2009	500	2019	6,375
Noviembre 2009	1.000	2016	4,375
Noviembre 2009	750	2021	5,125
Enero 2010	850	2020	4,500
Enero 2010	650	2015	3,375
Enero 2010	700	2018	4,125
Febrero 2011	600	2017	5,625
Mayo 2011	500	2019	5,375
Febrero 2012	750	2018	5,000
Septiembre 2012	800	2020	6,000
Octubre 2012	500	2017	4,125
Enero 2013	600	2023	3,875
Enero 2013 (1)	204	2019	2,125
Abril 2013	750	2022	3,875
Abril 2013	300	2017	2,310
Julio 2013 (2)	101	2023	3,974
Octubre 2013	500	2021	3,500
Marzo 2014	500	2024	2,875
Mayo 2014	200	2023	2,625
Total	10.755		

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

(2) El valor nominal es de 800 millones de coronas noruegas.

Participaciones Preferentes

En mayo de 2003, la sociedad dependiente Unión Fenosa Financial Services USA, Llc., emitió por un importe nominal de 609 millones de euros participaciones preferentes con las siguientes características:

- Dividendo: variable y no acumulativo; hasta el 20 de mayo de 2013 era el Euribor a tres meses más un diferencial de 0,25% con un máximo del 7% y un mínimo de 4,25%; a partir de dicha fecha, será el Euribor a tres meses más un diferencial del 4%.
- Plazo: perpetuas, con opción para el emisor de amortizar de forma anticipada total o parcialmente las participaciones a partir del 20 de mayo de 2013. En caso de amortización se efectuará por su valor nominal.
- Retribución: el pago del dividendo será preferente y no acumulativo y está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.
- Derechos políticos: no tienen.

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

Obligaciones Negociables y Certificados Bursátiles

La sociedad dependiente Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. ubicada en Panamá, formalizó durante el mes de Mayo de 2010 un programa de emisión de Valores Comerciales Negociables de hasta 50 millones de dólares



estadounidenses (41 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2014 era de 41 millones de euros con vencimiento en 2015, emitidos durante el ejercicio 2014 (16 millones de euros a diciembre de 2013).

Por su parte, en fecha 3 de mayo de 2011 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural México S.A. de C.V., registró un Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores por importe de 10.000 millones de pesos mexicanos (560 millones de euros). Al amparo de este Programa, el 20 de mayo de 2011 se cerró una emisión de deuda a plazos de cuatro y siete años, por un importe agregado de 4.000 millones de pesos mexicanos (224 millones de euros), siendo el importe dispuesto a 31 de diciembre de 2014 de 224 millones de euros con la garantía de Gas Natural SDG, S.A. (222 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Durante el ejercicio 2012, la sociedad dependiente Gas Natural S.A. ESP, ubicada en Colombia, firmó un programa de Bonos Ordinarios por 500.000 millones de pesos colombianos (172 millones de euros) en el mercado de capitales local; en el mes de Octubre de 2012 colocó bajo dicho programa dos emisiones por importe de 100.000 millones de pesos colombianos (35 millones de euros) y 200.000 millones de pesos colombianos (69 millones de euros) con vencimiento 5 y 7 años respectivamente. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2014 bajo este programa es de 200.000 millones de pesos colombianos (68 millones de euros).

Tras la adquisición del grupo CGE, se ha incorporado deuda en mercado de capitales por importe de 932.073 millones de pesos chilenos (1.261 millones de euros) emitida bajo un programa de emisión en Chile por 1.832.183 millones de pesos chilenos (2.477 millones de euros). El saldo disponible a 31 de diciembre de 2014 bajo este programa es de 900.110 millones de pesos chilenos (1.216 millones de euros).

Deuda financiera con entidades de crédito

Deuda con entidades de crédito en Europa (bancos comerciales / institucionales)

A 31 de diciembre de 2014, la deuda financiera con entidades de crédito incluye préstamos bancarios por un importe de 2.550 millones de euros (2.236 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) y líneas de crédito dispuestas por 217 millones de euros (216 millones de euros a 31 de diciembre 2013). Además, se mantienen deudas contraídas con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 249 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo 2018 (305 millones de euros a 31 de diciembre 2013).

Asimismo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a Gas Natural Fenosa por importe de 1.538 millones de euros (1.364 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Deuda con entidades de crédito en Latinoamérica (bancos comerciales / institucionales)

A 31 de diciembre de 2014, la deuda en Latinoamérica ascendió a 2.553 millones de euros (1.058 millones de euros a 31 de diciembre 2013) con diversas entidades financieras. El desglose geográfico de estas deudas es el siguiente:

País	2014	2013
Chile	1.223	-
Colombia	559	500
Brasil	298	171
Panamá	268	159
México	71	199
Otros	25	29
	2.444	1.058

Del total de la deuda con entidades de crédito de Latinoamérica a 31 de diciembre de 2014 el 98% de la deuda corresponde a financiación con bancos comerciales y el restante 2% a deuda con bancos institucionales.

Deudas con entidades de crédito en otros países (bancos comerciales / institucionales)

A 31 de diciembre de 2014, la deuda con entidades de crédito de otros países asciende a 21 millones de euros (21 millones de euros a 31 de diciembre 2013) y pertenecen básicamente a las áreas geográficas de Moldavia y Kenia.

Otros pasivos financieros

En el epígrafe "Otros pasivos financieros" se incluyen básicamente los contratos de arrendamientos financieros con entidades de crédito correspondientes a las islas de potencia de las centrales de ciclo combinado de Palos de la Frontera y Sagunto, con una vigencia de 10 años, firmados respectivamente en los ejercicios 2005 y 2007 (Nota 6).

El detalle de los pagos mínimos por los contratos de arrendamiento financiero son los siguientes:

	A 31.12.14			A 31.12.13		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	82	(5)	77	75	(5)	70
Entre 1 y 5 años	88	(8)	80	173	(18)	155
Total	170	(13)	157	248	(23)	225

Nota 16. Gestión del riesgo e Instrumentos financieros derivados

La gestión del riesgo

Gas Natural Fenosa cuenta con una serie de normas, procedimientos y sistemas orientados a la identificación, medición y gestión de las diferentes categorías de riesgo que definen los siguientes principios básicos de actuación:

- Garantizar que los riesgos más relevantes sean correctamente identificados, evaluados y gestionados.
- Segregación a nivel operativo de las funciones de gestión del riesgo.

- Asegurar que el nivel de exposición al riesgo asumido por Gas Natural Fenosa en el desarrollo de sus negocios sea congruente con el perfil global de riesgo objetivo.
- Asegurar la adecuada determinación y revisión del perfil de riesgo por parte del Comité de Riesgos, proponiendo límites globales por categoría de riesgo, y su asignación entre las Unidades de Negocio.

Riesgo de tipo de interés

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

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener un equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos.

Gas Natural Fenosa utiliza permutas financieras para gestionar su exposición a fluctuaciones en los tipos de interés cambiando deuda a interés variable por deuda a tipo fijo.

La estructura de deuda a 31 de diciembre de 2014 y 2013 (Nota 15), una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, es la siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13
Tipo de interés fijo	15.512	14.574
Tipo de interés variable	5.032	3.868
Total	20.544	18.442

La tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones del Euribor, el Libor y los tipos referenciados de México, Brasil, Colombia, Argentina y Chile.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Ajustes por cambios de valor) a la variación de los tipos de interés es la siguiente:

	Incremento/descenso en el tipo de interés (puntos básicos)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2014	+50	(25)	43
	-50	25	(43)
2013	+50	(19)	25
	-50	19	(25)

Riesgo de tipo de cambio

Las variaciones de los tipos de cambio pueden afectar al valor razonable de:

- Contravalor de los flujos de efectivo asociados a compraventa de materias primas denominados en moneda distinta a la moneda local o funcional.
- Deuda denominada en monedas distintas a la moneda local o funcional.
- Operaciones e inversiones en monedas diferentes del euro, por lo que respecta al contravalor del patrimonio neto aportado y resultados.

Para mitigar estos riesgos Gas Natural Fenosa financia, en la medida de lo posible, sus inversiones en moneda local. Asimismo, intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en una misma divisa, así como los

importes y vencimiento de activos y pasivos que se derivan de las operaciones denominadas en divisas diferentes del euro.

Para las posiciones abiertas los riesgos en monedas que no sean la moneda funcional son gestionados, de considerarse necesario, mediante la contratación de permutas financieras y seguros de cambio dentro de los límites aprobados de instrumentos de cobertura.

La divisa diferente del euro en que más opera Gas Natural Fenosa es el dólar estadounidense. La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Ajustes por cambios de valor) de Gas Natural Fenosa a una variación del 5% (incremento y decremento) del tipo de cambio del dólar frente al euro es la siguiente:

		Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2014	+5%	-	22
	-5%	-	(19)
2013	+5%	-	20
	-5%	-	(19)

Riesgo de precio de *commodities*

Una parte importante de los gastos de explotación de Gas Natural Fenosa están vinculados a la compra de gas para su suministro a clientes o para la generación de energía eléctrica en las plantas de ciclo combinado. Por tanto, Gas Natural Fenosa se encuentra expuesto al riesgo de variación del precio de gas, cuya determinación está sujeta básicamente a los precios del crudo y sus derivados. Adicionalmente, en el negocio de generación de electricidad, Gas Natural Fenosa se encuentra expuesto al riesgo de variación del precio de los derechos de emisión de CO₂ y del precio de venta de electricidad.

La exposición a estos riesgos se gestiona y mitiga a través del seguimiento de la posición respecto a dichos *commodities*, tratando de equilibrar las obligaciones de compra y suministro y la diversificación y gestión de los contratos de suministro. Cuando no es posible lograr una cobertura natural se gestiona la posición, dentro de parámetros de riesgo razonables, contratando ocasionalmente derivados para reducir la exposición al riesgo de precio, designándose generalmente como instrumentos de cobertura.

En las operaciones de trading de electricidad y de derechos de emisión de CO₂ realizadas por Gas Natural Fenosa, el riesgo es poco significativo debido al reducido volumen de dichas operaciones y a los límites establecidos, tanto en importe como en vencimiento temporal.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Ajustes por cambios de valor) a la variación del valor razonable de los derivados contratados para cubrir el precio de *commodities*, es la siguiente:

	Incremento/descenso en el precio de compra de gas	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2014	+10%	-	18
	-10%	-	(18)
2013	+10%	-	4
	-10%	-	(4)

	Incremento/descenso en el precio de venta electricidad	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2014	+10%	(17)	16
	-10%	17	(16)
2013	+10%	(1)	2
	-10%	1	(2)

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito derivado del fallo de una contraparte está controlado a través de políticas que aseguran que las ventas al por mayor de productos se efectúen a clientes con un historial de crédito adecuado, respecto a los cuales se establecen los correspondientes análisis de solvencia y en base a los cuales se asignan los correspondientes límites de crédito.

Para ello se han diseñado diversos modelos de medición de la calidad crediticia. A partir de dichos modelos puede medirse la probabilidad de impago de un cliente, y puede controlarse la pérdida esperada de la cartera comercial.

Los principales tipos de garantías que se negocian son avales, fianzas y depósitos. A 31 de diciembre de 2014, Gas Natural Fenosa había recibido garantías por 46 millones de euros para cubrir el riesgo de clientes industriales de gran consumo (44 millones de euros a 31 de diciembre de 2013). Durante el ejercicio 2014, se han ejecutado avales por importe de 1 millones de euros (10 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Asimismo, los importes de deudas comerciales se reflejan en el Balance de situación consolidado netos de provisiones de insolvencias (Nota 10), estimadas por Gas Natural Fenosa en función de la antigüedad de la deuda y la experiencia de ejercicios anteriores conforme a la previa segregación de carteras de clientes y del entorno económico actual.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, Gas Natural Fenosa no tenía concentraciones significativas de riesgo de crédito.

Para mitigar el riesgo de crédito derivado de posiciones financieras, la contratación de derivados y la colocación de excedentes de tesorería se realiza en bancos e instituciones financieras de alta solvencia de acuerdo con la calificación crediticia de Moody's y S&P.

Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones de Gas Natural Fenosa, basadas en el análisis de solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El análisis de antigüedad de los activos financieros en mora pero no considerados deteriorados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13 (1)
Menos de 90 días	467	431
90 – 180 días	120	141
Más de 180 días	7	5
Total	594	577

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la Nota 10.

Riesgo de liquidez

Gas Natural Fenosa mantiene unas políticas de liquidez que aseguran el cumplimiento de los compromisos de pago adquiridos, diversificando la cobertura de las necesidades de financiación y los vencimientos de la deuda. Una gestión prudente del riesgo de liquidez incorpora el mantenimiento de suficiente efectivo y activos realizables y la disponibilidad de fondos de importe adecuado para cubrir las obligaciones de crédito.

A 31 de diciembre de 2014 las disponibilidades de liquidez son las siguientes:

Fuente de liquidez	Disponibilidad 2014
Líneas de crédito disponibles (Nota 15)	7.379
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes (Nota 11)	3.572
Total	10.951

Adicionalmente, se dispone de capacidad para emitir deuda no utilizada por importe de 5.312 millones de euros detallada anteriormente (Nota 15).

El detalle de los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2014							
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4.641)	-	-	-	-	-	(4.641)
Préstamos y otras deudas financieras	(3.131)	(2.962)	(3.494)	(3.411)	(2.876)	(7.975)	(23.849)
Derivados financieros	(90)	(47)	(40)	(34)	130	18	(63)
Otros pasivos	(60)	(126)	(54)	(50)	(47)	(368)	(705)
Total (1)	(7.922)	(3.135)	(3.588)	(3.495)	(2.793)	(8.325)	(29.258)
	2014	2015	2016	2017	2018	2019 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2013							
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4.143)	-	-	-	-	-	(4.143)
Préstamos y otras deudas financieras	(4.080)	(2.092)	(2.702)	(2.580)	(3.297)	(7.211)	(21.862)
Derivados financieros	(14)	(7)	(1)	3	(1)	(13)	(33)
Otros pasivos	(44)	(43)	(110)	(43)	(44)	(453)	(737)
Total (1)	(8.281)	(2.142)	(2.813)	(2.620)	(3.342)	(7.677)	(26.875)

(1) Los importes incluidos son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el Balance de situación consolidado y en la Nota 15.



Gestión del capital

El principal objetivo de la gestión del capital de Gas Natural Fenosa es asegurar una estructura financiera que optimice el coste de capital manteniendo una sólida posición financiera, para compatibilizar la creación de valor para el accionista con el acceso a los mercados financieros a un coste competitivo para cubrir las necesidades de financiación.

Gas Natural Fenosa considera como indicadores de los objetivos fijados para la gestión del capital mantener en el largo plazo un nivel de apalancamiento de alrededor del 50%.

La clasificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa a largo plazo es la siguiente:

	2014	2013
Moody's	Baa2	Baa2
Standard & Poor's	BBB	BBB
Fitch	BBB+	BBB+

El ratio de apalancamiento es el siguiente:

	2014	2013
Deuda financiera neta:	16.942	14.252
Deuda financiera no corriente (Nota 15)	17.740	15.091
Deuda financiera corriente (Nota 15)	2.804	3.351
Efectivo y otros medios equivalentes (Nota 11)	(3.572)	(4.172)
Derivados (Nota 16)	(30)	(18)
Patrimonio neto:	18.020	14.967
De los accionistas de la sociedad dominante (Nota 12)	14.141	13.444
De participaciones no dominantes (Nota 12)	3.879	1.523
Apalancamiento (Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto))	48,5%	48,8%

Instrumentos financieros derivados

El detalle de los instrumentos financieros derivados por categorías y vencimientos es el siguiente:

	A 31.12.14		A 31.12.13	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados de cobertura	30	60	2	30
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	4	50	2	30
- Precio de <i>commodities</i>	-	3	-	-
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	26	7	-	-
Otros instrumentos financieros	-	-	-	-
- Tipo de interés y tipo de cambio	-	-	-	-
Instrumentos financieros derivados no corrientes	30	60	2	30
Instrumentos financieros derivados de cobertura	22	54	10	19
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	-	3	-	7
- Tipo de cambio	8	-	-	7
- Precio de <i>commodities</i>	14	15	1	5
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	-	1	-	-
- Tipo de cambio	-	35	9	-
Otros instrumentos financieros	2	27	13	1
- Precio de <i>commodities</i>	2	27	13	1
- Tipo de interés	-	-	-	-
Instrumentos financieros derivados corrientes	24	81	23	20
Total	54	141	25	50

El valor razonable de los derivados se determina en base a variables observables en un mercado activo (Nivel 2).

Se incluyen en el epígrafe de "Otros instrumentos financieros" los derivados no designados contablemente de cobertura.

El impacto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de los instrumentos financieros derivados es el siguiente:

	2014		2013	
	Resultado explotación	Resultado financiero	Resultado explotación	Resultado financiero
Cobertura flujos de efectivo	14	(12)	(17)	(24)
Cobertura valor razonable	(7)	(12)	2	(10)
Otros instrumentos financieros	5	(28)	60	(6)
Total	12	(52)	45	(40)

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2014 y 2013, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales es el siguiente:

	Valor Razonable	31.12.14						Total
		Valor Nocial						
		2015	2016	2017	2018	2019	Posteriores	
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (EUR)	(18)	555	705	434	-	-	-	1.694
Permutas financieras (USD)	(5)	205	3	194	-	-	-	402
Permutas financieras (MXN)	(1)	75	-	-	-	-	-	75
Permutas financieras (CHF)	(5)	-	-	-	-	204	-	204
Permutas financieras (NOK)	(16)	-	-	-	-	-	101	101
Permutas financieras (COP)	(3)	28	28	143	-	-	-	199
Permutas financieras (CLP)	(1)	6	4	4	4	4	2	24
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Seguro de cambio (USD)	8	427	-	-	-	-	-	427
Cobertura de valor razonable:								
Permutas financieras (CLP)	19	-	-	-	-	722	160	882
Permutas financieras (MXN)	(1)	80	-	-	-	-	-	80
Seguros de cambio (BRL)	-	25	-	-	-	-	-	25
Seguros de cambio (USD)	(35)	818	-	-	-	-	-	818
Seguros de cambio (DHN)	-	7	-	-	-	-	-	7
COBERTURA DE COMMODITIES:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(18)	231	41	-	-	-	-	272
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	14	32	-	-	-	-	-	32
OTROS:								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(25)	247	21	-	-	-	-	268
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	-	1	-	-	-	-	-	1
TOTAL	(87)	2.737	802	775	4	930	263	5.511

	Valor Razonable	31.12.13						Total
		Valor Nocial						
		2014	2015	2016	2017	2018	Posteriores	
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (EUR)	(12)	450	555	255	684	-	-	1.944
Permutas financieras (USD)	(8)	4	4	3	172	-	-	183
Permutas financieras (MXN)	(1)	67	74	-	-	-	-	141
Permutas financieras (CHF)	(6)	-	-	-	-	-	204	204
Permutas financieras (NOK)	(8)	-	-	-	-	-	101	101
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Seguro de cambio (USD)	(7)	384	-	-	-	-	-	384
Cobertura de valor razonable:								
Seguros de cambio (BRL)	-	25	-	-	-	-	-	25
Seguros de cambio (USD)	9	728	-	-	-	-	-	728
Seguro de cambio (DHN)	-	6	-	-	-	-	-	6
COBERTURA DE COMMODITIES:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	-	101	1	-	-	-	-	102
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	(3)	216	-	-	-	-	-	216
Derivados precios de <i>commodities</i> (ZAR)	(1)	36	-	-	-	-	-	36
OTROS:								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	12	183	162	6	-	-	-	351
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	-	22	8	30	-	-	-	60
TOTAL	(25)	2.222	804	294	856	-	305	4.481

Nota 17. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 se muestra a continuación:

	A 31.12.14	A 31.12.13 (1)
Deuda por contratos de arrendamiento financiero (1)	571	398
Deuda ingresos capacidad (2)	11	12
Fianzas y depósitos (3)	248	199
Instrumentos financieros derivados (Nota 16)	3	-
Otros pasivos (4)	122	101
Total	955	710

(1) Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

No existen diferencias significativas entre los valores contables y los valores razonables en los conceptos incluidos en este epígrafe de "Otros pasivos no corrientes".

(1) Deuda por contratos de arrendamiento financiero

En 2003, Gas Natural Fenosa adquirió dos buques para el transporte de gas natural licuado con una capacidad de 276.000 m³ a través de contratos de time-charter con una duración de 20 años, con vencimiento en 2023.

En 2007 y 2009 se adquirieron dos buques de 138.000 m³ a través de contratos de time-charter con una duración de 25 años cada uno de ellos, ampliable por periodos consecutivos de 5 años, y que representaba una inversión conjunta de 162 y 142 millones de euros respectivamente correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos por Repsol (50%) y Gas Natural Fenosa (50%). En 2014 Gas Natural Fenosa y Shell firman un acuerdo, enmarcado dentro de la operación de venta del negocio de gas natural licuado del grupo Repsol, según el cual se adjudican el uso en exclusiva de cada uno de los dos buques quedándose Gas Natural Fenosa el buque adquirido en 2009 con vencimiento en 2029, ampliable por periodos consecutivos de 5 años.

En marzo de 2014, Gas Natural Fenosa ha adquirido un buque para el transporte de gas natural licuado con una capacidad de 173.000 m³ en régimen de arrendamiento financiero con una duración de 18 años y vencimiento en 2032.

El detalle de los pagos mínimos por estos contratos de arrendamiento financiero es el siguiente:

	A 31.12.14			A 31.12.13		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	64	(4)	60	42	(2)	40
Entre 1 y 5 años	255	(49)	206	170	(33)	137
Más de 5 años	663	(298)	365	454	(193)	261
Total	982	(351)	631	666	(228)	438

La Deuda por contratos de arrendamiento financiero ha soportado a 31 de diciembre de 2014 un tipo de interés efectivo medio del 6,5% (6,5% a 31 diciembre de 2013).

(2) Deuda ingresos capacidad

Recoge los ingresos facturados por capacidad de generación eléctrica, pendientes de reconocer en ingresos, por la linealización de los mismos en el período de vigencia de los contratos de compromiso de capacidad en México.

(3) Fianzas y depósitos

En el apartado “Fianzas y depósitos” se incluyen fundamentalmente los importes recibidos de los clientes en el momento de la contratación como garantía del suministro de electricidad y gas natural y que, de acuerdo con la legislación que así lo establece, han sido depositados en las Administraciones Públicas competentes (Nota 8), así como los importes recibidos de los clientes como garantía del suministro de gas licuado del petróleo.

(4) Otros pasivos

Se incluye el compromiso de recompra sin prima otorgado el 22 de septiembre de 2008 a Sinca Inbursa, S.A. de C.V. (Inbursa) correspondiente al 14,125% de Gas Natural México, S.A. de C.V. y al 14% de Sistemas de Administración, S.A. de C.V., con un vencimiento inicial que finalizaba en el mes de mayo 2013, y que fue renovado hasta el mes de mayo de 2016, en que Inbursa podrá ofrecer todas las acciones que tenga en ese momento a Gas Natural Fenosa, que tendrá la obligación de adquirirlas. El precio de adquisición será determinado por el mayor entre la valoración a mercado de cada acción, en base a los resultados de las participadas, o el capital invertido actualizado por intereses financieros. Como consecuencia de dicho compromiso sigue asignándose a la Sociedad dominante el porcentaje de compromiso de recompra. El pasivo registrado en este epígrafe al 31 de diciembre de 2014 asciende a 69 millones de euros y equivale al valor actual del importe a reembolsar (67 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Nota 18. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13 ⁽¹⁾
Acreedores comerciales	3.739	3.387
Acreedores comerciales empresas vinculadas (Nota 31)	63	80
Acreedores comerciales empresas asociadas	23	5
Proveedores	3.825	3.472
Administraciones públicas	599	589
Instrumentos financieros derivados (Nota 16)	24	13
Remuneraciones pendientes de pago	113	40
Otros acreedores	20	-
Otros acreedores	756	642
Pasivos por impuesto corriente	60	29
Total	4.641	4.143

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El valor razonable y el valor contable de estos pasivos no difieren de forma significativa.

Información sobre los aplazamientos de pagos efectuados a proveedores. D.A 3ª “Deber de información” de la Ley 15/2010, de 5 de julio

El importe total de pagos realizados a los proveedores del ejercicio, con detalle de los plazos de pago, de acuerdo a los plazos máximos legales de pago establecidos en la Ley 15/2010 de 5 de julio, por la que se establecen las medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales, es el siguiente:

	2014		2013 ⁽¹⁾	
	Importe	%	Importe	%
Pagos realizados en el ejercicio dentro del plazo máximo legal	13.408	100,0	10.601	99,9
Resto de pagos realizados en el ejercicio	6	-	4	0,1
Total pagos ejercicio	13.414	100,0	10.605	100
Plazo medio ponderado de los pagos excedidos (días)	14		8	
Aplazamientos que al cierre de ejercicio sobrepasan el plazo máximo legal	-		-	

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El plazo medio de pago a proveedores de Gas Natural Fenosa asciende a 27 días.

Nota 19. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	A 31.12.14	A 31.12.13 ⁽¹⁾
Dividendo a pagar	419	405
Gastos devengados y no pagados	312	236
Pasivo por arrendamiento financiero (Nota 17)	60	40
Instrumentos financieros derivados (Nota 16)	20	-
Otros pasivos	39	48
Total	850	729

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Nota 20. Situación fiscal

Gas Natural SDG, S.A. es la sociedad dominante del grupo Consolidado fiscal 59/93, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos, lo que implica la determinación de forma conjunta del resultado fiscal del grupo y las deducciones y bonificaciones a la cuota. El grupo consolidado fiscal para el ejercicio 2014 se indica en el Anexo III.

El resto de sociedades de Gas Natural Fenosa tributan de forma individualizada de acuerdo con sus respectivos regímenes, salvo el caso de varias sociedades dependientes en Italia que tributan en un grupo consolidado fiscal propio.

La conciliación entre el "Impuesto sobre beneficios" registrado y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto vigente en el país de la sociedad dominante (España) sobre el "Resultado antes de impuestos" para los ejercicios 2014 y 2013 es la siguiente:

	2014	%	2013 ⁽¹⁾	%
Resultado antes de impuestos	1.915		2.157	
Impuesto teórico	575	30,0	647	30,0
Efecto resultados netos método participación	142	7,4	19	0,9
Aplicación tipos impositivos entidades extranjeras	(40)	(2,1)	(45)	(2,1)
Deducciones fiscales	(72)	(3,8)	(15)	(0,7)
Revaluación impuestos diferidos	(345)	(18,0)	-	-
Actualización de balances	-	-	(109)	(5,1)
Otros conceptos	(3)	(0,1)	2	0,1
Impuesto sobre beneficios	257	13,4	499	23,1

Desglose del gasto corriente/diferido:

Impuesto corriente	733	518
Impuesto diferido	(476)	(19)
Impuesto sobre beneficios	257	499

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Principales partidas de la conciliación del ejercicio 2014

El 27 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, del Impuesto sobre Sociedades, estableciéndose una disminución del tipo de general de gravamen del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016. No obstante, con el objeto de neutralizar la reducción del tipo de gravamen, se ha incorporado una deducción por reversión de medidas temporales con el objeto de neutralizar el coste económico de la reducción del tipo de gravamen para los contribuyentes que se han visto afectados por la limitación del 30% a la deducción de las amortizaciones o se han acogido a la actualización de balances, previstas ambas medidas en la Ley 16/2012 de 27 de diciembre, por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica. Por último, la Ley 27/2014 ha establecido un régimen de exención en la transmisión de participaciones significativas en entidades residentes que elimina las diferencias temporarias imponibles existentes por este concepto.

Como consecuencia de esta reducción del tipo de gravamen general y del resto de modificaciones incorporadas por la Ley 27/2014 se ha procedido a revaluar los activos y pasivos por impuestos diferidos en función de su período estimado de reversión, registrando los siguientes impactos:

- un menor gasto en el epígrafe de "Gasto por Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de resultados consolidada por un importe de 325 millones de euros.
- un cargo al epígrafe "Otro resultado global del ejercicio" del Estado Consolidado de resultado global reconocido directamente en patrimonio neto por un importe de 8 millones de euros, por la revaluación relacionada con partidas previamente cargadas o acreditadas en las cuentas de patrimonio.
- una disminución de los epígrafes de "Activos por impuestos diferidos" por importe de 40 millones de euros (8 millones de euros con contrapartida a patrimonio) y de "Pasivos por impuestos diferidos" por importe de 357 millones de euros del Balance de situación.

El 23 de diciembre de 2014 se aprobó en Colombia la Ley 1739 de reforma tributaria, por la que se estableció un incremento en el tipo impositivo del Impuesto sobre la renta para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, de manera combinada con el Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE).

Como consecuencia de este incremento del tipo de gravamen general se ha procedido a revaluar los activos y pasivos por impuestos diferidos en función de su período estimado de reversión, registrando los siguientes impactos:

- un menor gasto en el epígrafe de "Gasto por Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de resultados consolidada por un importe de 20 millones de euros.
- un abono al epígrafe "Otro resultado global del ejercicio" del Estado Consolidado de resultado global reconocido directamente en patrimonio neto por un importe de 2 millones de euros, por la revaluación relacionada con partidas previamente cargadas o acreditadas en las cuentas de patrimonio.
- un aumento del epígrafe de "Activos por impuestos diferidos" por importe de 22 millones de euros del Balance de situación consolidado.

Las deducciones fiscales del ejercicio 2014 corresponden, básicamente, a la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios por la plusvalía obtenida en la enajenación de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.

Principales partidas de la conciliación del ejercicio 2013

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

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

Las rentas acogidas a la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios prevista en el artículo 42 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo (TRLIS) y las inversiones en que se han materializado en ejercicios pasados se detallan en las cuentas anuales de los correspondientes ejercicios. El detalle correspondiente a los últimos seis años, junto con el del propio ejercicio 2014, es el siguiente:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido
2008	152	152
2009	788	788
2010	873	873
2011	856	856
2012	39	39
2013	1	1
2014	225	225
Total	2.934	2.934

La reinversión se ha realizado en elementos patrimoniales del inmovilizado afectos a actividades económicas, habiendo sido efectuada tanto por la propia sociedad dominante como por el resto de empresas del grupo fiscal en virtud de lo dispuesto en el artículo 75 del TRLIS.

El detalle del efecto impositivo correspondiente a cada componente del apartado "Otro resultado global del ejercicio" del Estado consolidado de resultado global es el siguiente:

	A 31.12.14			A 31.12.13		
	Bruto	Efecto Impositivo	Neto	Bruto	Efecto Impositivo	Neto
Valoración activos financieros disponibles venta	-	-	-	-	-	-
Coberturas de flujos de efectivo	4	(5)	(1)	26	(5)	21
Diferencias de conversión	173	-	173	(458)	-	(456)
Ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(10)	3	(7)	3	(1)	2
Total	167	(2)	165	(427)	(6)	(433)

El movimiento y la composición de los epígrafes de impuestos diferidos es la siguiente:

Impuestos diferidos de activo	Provisiones obligaciones personal	Provisiones insolvencias y otras provisiones	Créditos fiscales (4)	Diferencias amortización	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.13 (1)	235	268	197	109	51	169	1.029
Creación/(reversión) (2)	(9)	1	(195)	233	(1)	(21)	8
Combinaciones de negocio	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Movimientos ligados ajustes patrimonio	(1)	-	-	-	(4)	-	(5)
Diferencias de conversión	(10)	(21)	2	(7)	13	(5)	(28)
Trasposos y otros	-	6	25	(1)	-	(7)	23
A 31.12.13 (1)	215	254	29	333	59	136	1.026
Creación/(reversión) (3)	(20)	(16)	7	81	(1)	(37)	14
Combinaciones de negocio (Nota 29)	12	22	63	5	-	33	135
Movimientos ligados ajustes patrimonio	2	-	-	-	(4)	-	(2)
Diferencias de conversión	(3)	(10)	7	(2)	(12)	1	(19)
Trasposos y otros	(2)	(14)	-	(1)	1	(4)	(20)
A 31.12.14	204	236	106	416	43	129	1.134

- (1) Saldos reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).
- (2) El incremento en el apartado "Diferencias de amortización" incluye básicamente la aplicación de la limitación temporal del 30% a la deducción de las amortizaciones en virtud de lo dispuesto en la Ley 16/2012 y la actualización de balances mencionada en esta Nota.
- (3) El incremento en el apartado "Diferencias de amortización" incluye básicamente la aplicación de la limitación temporal del 30% a la deducción de las amortizaciones en virtud de lo dispuesto en la Ley 16/2012. También se incluye el impacto de la revaluación de los activos por impuestos diferidos derivada de las reformas tributarias mencionadas.
- (4) A 31 de diciembre de 2014 la mayor parte de los créditos fiscales corresponden a bases imponibles negativas que proceden de diversas sociedades del Grupo CGE. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación acelerada. La recuperación de estos créditos está razonablemente asegurada por no tener plazo de vencimiento y corresponder a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

Impuestos diferidos de pasivo	Diferencias amortización	Plusvalías diferidas	Valoración combinación de negocios (3)	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.13 (1)	521	259	1.151	-	151	2.082
Creación/(reversión)	-	-	(10)	-	(1)	(11)
Combinaciones de negocio	-	-	-	-	-	-
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	-	-	-
Diferencias de conversión	(22)	-	(9)	-	-	(31)
Trasposos y otros	(1)	-	(25)	-	(14)	(40)
A 31.12.13 (1)	498	259	1.107	-	136	2.000
Creación/(reversión) (2)	(112)	(49)	(225)	1	(77)	(462)
Combinaciones de negocio (Nota 29)	650	-	529	3	34	1.216
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	2	(2)	-
Diferencias de conversión	8	-	38	-	-	46
Trasposos y Otros	(1)	-	(1)	-	-	(2)
A 31.12.14	1.043	210	1.448	6	91	2.798

- (1) Saldos reexpresados a 1 de enero de 2013 y a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).
(2) Se incluye el impacto de la revaluación de los pasivos por impuestos diferidos derivada de las reformas tributarias mencionadas.
(3) En el apartado de "Valoración combinación de negocios" se incluye el efecto fiscal de la parte de la diferencia de fusión consecuencia de la absorción de Unión Fenosa, S.A. por Gas Natural SDG, S.A. realizada en el ejercicio 2009 asignada a activos netos adquiridos que se estima que no tendrá efectos fiscales. También se incluye el efecto fiscal de la asignación del precio de adquisición de CGE por Gas Natural Fenosa (Nota 29) y de diversas adquisiciones previas realizadas por CGE.

A 31 de diciembre de 2014 los créditos fiscales pendientes de registrar ascendían a 23 millones de euros (38 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

En mayo de 2013 se cerró definitivamente el proceso de inspección seguido ante Gas Natural SDG, S.A. para el Impuesto sobre sociedades como cabecera del grupo fiscal, ejercicios 2006 a 2008 y en cuanto a otros impuestos a nivel individual para los ejercicios 2007 y 2008. No se pusieron de manifiesto aspectos relevantes, regularizándose deducciones por actividades exportadoras por importe de 5 millones de euros, sin impacto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada al estar íntegramente provisionadas en ejercicios anteriores (Nota 33).

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 (ejercicios 2009 y 2010) y el Impuesto sobre el Valor Añadido (ejercicio 2010). No se prevé que de dichas actuaciones inspectoras se deriven impactos significativos para Gas Natural Fenosa. Para el resto de impuestos, el grupo fiscal de Gas Natural SDG, S.A. tiene abiertos a inspección los ejercicios 2010 y siguientes.

Con carácter general, en el caso del resto de sociedades Gas Natural Fenosa, los períodos abiertos a inspección son los siguientes:

País	Período
Argentina	2009-2014
Brasil	2009-2014
Colombia	2012-2014
Chile	2011-2014
Italia	2010-2014
México	2009-2014
Panamá	2008-2014

La información sobre las principales actuaciones con trascendencia fiscal y la posición de la entidad para cada una de ellas se detalla en el apartado de "Litigios y arbitrajes" de la Nota 33.

Nota 21. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 y 2013 es el siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	14.709	14.265
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	8.671	8.519
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	1.266	1.407
Otras ventas	96	131
Total	24.742	24.322

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Nota 22. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 y 2013 es el siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
Compras de energía	14.912	14.576
Servicio acceso a redes de distribución	2.033	1.809
Otras compras y variación de existencias	423	507
Total	17.368	16.892

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Nota 23. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 y 2013 es el siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
Otros ingresos de gestión	252	198
Subvenciones de explotación	3	3
Total	255	201

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Se incluye en el epígrafe de "Otros ingresos de gestión" los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de las infraestructuras de las concesiones afectas a la CINIIF 12 por importe de 136 millones de euros (110 millones de euros en el ejercicio 2013).

Nota 24. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 y 2013 es el siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
Sueldos y salarios	694	657
Costes Seguridad Social	126	122
Planes de aportación definida	36	39
Planes de prestación definida	5	5
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(86)	(81)
Otros	57	85
Total	832	827

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2014 ha sido de 14.766 y en 2013 de 14.663.

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de mujeres y hombres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, El número de empleados de Gas Natural Fenosa al término de los ejercicios 2014 y 2013 distribuido por categorías, géneros y áreas geográficas es el siguiente:

	2014		2013	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	1.128	350	908	302
Mandos intermedios	3.081	751	2.191	522
Técnicos especializados	3.673	1.964	2.256	1.336
Puestos operativos	8.192	2.822	4.958	1.942
Total	16.074	5.887	10.313	4.102

	2014	2013
España	7.446	7.575
Resto de Europa	1.196	1.212
Latinoamérica	12.382	4.676
Resto	937	952
Total	21.961	14.415

Como consecuencia de la aplicación el 1 de enero de 2014 de la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" (Nota 3.3), 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 554 personas (510 personas el 31 de diciembre de 2013). Tampoco se ha tenido en cuenta el número de empleados al término del ejercicio de dichas sociedades que a 31 de diciembre de 2014 ascendería a 1.051 personas (567 personas el 31 de diciembre de 2013).

Nota 25. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 y 2013 es el siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
Tributos	481	510
Operación y mantenimiento	340	382
Publicidad y otros servicios comerciales	337	394
Deterioro por insolvencias (Nota 10)	302	226
Servicios profesionales y seguros	177	152
Servicios de construcción o mejora (CINIIF 12) (Nota 23)	136	110
Suministros	96	90
Prestación de servicios a clientes	66	65
Arrendamientos	54	54
Gastos emisiones CO ₂ (Nota 14)	41	52
Otros	261	186
Total	2.291	2.221

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

En el apartado de "Otros" se incluyó en el ejercicio 2013 unos menores gastos por importe de 42 millones de euros, como consecuencia del Auto del Tribunal Supremo del 13 de noviembre de 2013 que reconoció a las empresas que financiaron el bono social el derecho a que les fueran reintegradas las cantidades abonadas anteriores a 2012 (Nota 2.4). El Real Decreto-ley 9/2013 de julio 2013 estableció que el coste del bono social sería asumido por las matrices de los grupos integrados de producción, distribución y comercialización (Nota 2.4) y tras la aprobación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar, entró en vigor dicha obligación en 2014, suponiendo un impacto en dicho apartado de 25 millones de euros en el ejercicio 2014.

Nota 26. Otros resultados

En el ejercicio 2014 corresponde básicamente a la plusvalía antes de impuestos de 252 millones de euros obtenida en la enajenación de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. y la cesión de los préstamos concedidos a esta sociedad, a la firma de capital de inversión Cinven por un importe de 510 millones de euros.

En el ejercicio 2013 correspondió básicamente 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 27. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 y 2013 es el siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
Dividendos	12	12
Intereses	66	114
Otros	59	85
Total ingresos financieros	137	211
Coste de la deuda financiera	(773)	(866)
Gastos por intereses de pensiones	(35)	(41)
Otros gastos financieros	(114)	(115)
Total gastos financieros	(922)	(1.022)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros derivados (Nota 16)	(2)	8
Diferencias de cambio netas	(14)	-
Resultado financiero neto	(801)	(803)

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Nota 28. Efectivo generado en las operaciones de explotación

La composición del efectivo generado en las operaciones de explotación de 2014 y 2013 es el siguiente:

	2014	2013 ⁽¹⁾
Resultado antes de impuestos	1.915	2.157
Ajustes del resultado:	2.523	2.347
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5 y 6)	1.619	1.612
Otros ajustes del resultado neto:	904	735
Resultado financiero (Nota 27)	801	803
Resultado entidades valoradas método participación (Nota 7)	474	62
Traspaso ingresos a distribuir a resultados (Nota 13)	(45)	(40)
Otros resultados (Nota 26)	(258)	(11)
Variación neta Provisiones	(68)	(79)
Cambios en el capital corriente (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias de conversión):	(229)	(104)
Existencias	(189)	16
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(102)	(512)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	62	392
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(1.401)	(1.095)
Pago de intereses	(784)	(768)
Cobros de intereses	43	95
Cobros de dividendos	55	34
Pagos por impuestos sobre beneficios	(715)	(456)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	2.808	3.305

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Nota 29. Combinaciones de negocios

Ejercicio 2014

En fecha 11 de octubre de 2014 Gas Natural Fenosa comunicó el inicio de una oferta pública de adquisición de acciones (OPA), por hasta el 100% de las acciones emitidas y en circulación de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE), en el precio de 4.700 pesos chilenos por acción. En fecha 14 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa comunicó el resultado positivo de la OPA y la adquisición, hasta esa fecha, del 96,50% del capital de CGE, incrementado posteriormente en un 0,22% al mismo precio. Como consecuencia de la culminación de este proceso, con fecha 20 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa tomó el control efectivo del Consejo de Administración de CGE, si bien a efectos contables se ha utilizado el 30 de noviembre de 2014, por considerar la diferencia entre ambas fechas poco significativas.

El coste total de la combinación de negocios asciende a 2.519 millones de euros, correspondiente a la adquisición del 96,72% del capital social de Compañía General de Electricidad, S.A. El fondo de comercio se ha calculado por diferencia entre el coste de adquisición y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de la transacción y ha ascendido a 413 millones de euros.

El detalle de los activos netos adquiridos al 30 de noviembre de 2014 y el fondo de comercio es el siguiente:

Coste de adquisición	2.519	
Valor razonable de los activos netos	2.106	
Fondo de comercio (Nota 5)	413	
	Valor razonable	Valor en libros
Fondo comercio	-	367
Otro inmovilizado intangible (Nota 5)	2.280	373
Inmovilizado material (Nota 6)	4.033	4.033
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	75	75
Activos financieros no corrientes	47	47
Activo por impuesto diferido (Nota 20)	135	135
Otros activos corrientes	801	801
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	91	91
TOTAL ACTIVOS	7.462	5.922
Participaciones no dominantes (Nota 12)	1.314	738
Pasivos financieros no corrientes (Nota 15)	1.887	1.784
Provisiones no corrientes (Nota 14)	89	89
Otros pasivos no corrientes	5	5
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 20)	1.216	725
Pasivos financieros corrientes (Nota 15)	229	229
Otros pasivos corrientes	545	559
TOTAL PASIVOS	5.285	4.129
Activos netos adquiridos	2.177	1.793
Participaciones no dominantes (Nota 12)	(71)	
Valor razonable de los activos netos adquiridos	2.106	
Precio de compra	2.519	
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes en la filial adquirida	91	
Coste de adquisición neto	2.428	

El importe del resultado neto consolidado del periodo aportado desde la fecha de adquisición ha ascendido a 6 millones de euros. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2014, el Importe neto de la cifra de negocios consolidada, el Ebitda y el Resultado consolidado atribuible a accionistas de la Sociedad dominante del periodo hubiera incrementado en 3.131 millones de euros, 506 millones de euros y 62 millones de euros, respectivamente.

En el proceso de asignación del precio de compra, se han identificado los activos susceptibles de ser revalorizados a partir del balance consolidado de CGE a 30 de noviembre de 2014. Con fecha 29 de enero de 2015 KPMG Auditores Consultores Ltda ha emitido el Informe denominado "Asignación del precio pagado en la adquisición de Compañía General de Electricidad, S.A.", relacionado con esta combinación de negocios. La valoración de los activos netos de CGE se ha realizado, básicamente, de acuerdo con la siguiente metodología:

- Los negocios se han valorado siguiendo el enfoque de ingresos, y en particular mediante el método del descuento de flujos de efectivo, basados en datos de entrada de Nivel 3, al tratarse de datos que no son observables en el mercado.
- Los principales parámetros empleados en la valoración han sido los siguientes:

	<u>Tasa de descuento antes de impuestos</u>	<u>Tasa de crecimiento</u>
Distribución y transmisión de electricidad	11,2%	3,0%
Distribución de gas natural y GLP	12,2%	3,0%

- Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones y que se basan en las previsiones sectoriales y en el análisis de la información histórica de CGE son la evolución de las tarifas, el coste de la energía y del aprovisionamiento de gas, los costes de operación y mantenimiento y las inversiones. En términos generales las proyecciones de los negocios adquiridos son razonablemente estimables en base al marco regulatorio definido.

El Informe indicado no contiene ninguna limitación al alcance respecto de las conclusiones alcanzadas.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, y en relación con el valor en libros de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) a la fecha de la compra, las principales revalorizaciones de los activos y pasivos identificados a valor razonable son los siguientes:

- Inmovilizado intangible correspondiente a las concesiones de distribución y transmisión de electricidad y de distribución de gas en Chile por importe de 1.679 millones de euros, importe adicional al que figura por este concepto en el valor en libros por importe de 334 millones de euros. Estas concesiones tienen vida útil indefinida ya que las concesiones para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de transmisión y distribución en Chile no están sujetas a caducidad (Nota 5).

- Inmovilizado intangible correspondiente a los contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales por un importe de 228 millones de euros, que se depreciarán sistemáticamente a lo largo de su vida útil (Nota 5).
- Pasivos financieros correspondientes al diferencial entre la estimación del valor de mercado que tendría la deuda financiera y su valor en libros por un importe de 103 millones de euros.
- Pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones realizadas, que no tienen efecto fiscal, por un importe de 491 millones de euros, cuyo efecto neto de participaciones no dominantes se ha registrado con contrapartida al epígrafe "Fondo de comercio".

No se ha identificado ninguna revalorización del inmovilizado material en relación con su valor en libros, dado que el grupo CGE valora el inmovilizado material al valor razonable mediante la realización de tasaciones periódicas del valor nuevo de reemplazo. Los ajustes por revalorización incluidos en el valor en libros ascienden a un importe de 1.499 millones de euros.

En relación con la valoración de las participaciones no dominantes, ésta se ha realizado según la participación proporcional de los instrumentos de propiedad actuales en los importes reconocidos de los activos netos identificados de la adquirida.

A la fecha de la adquisición no se han identificado pasivos contingentes por lo que no se han reconocido provisiones adicionales a las que figuran en el valor en libros. Por otro lado, CGE tenía registradas provisiones de insolvencia necesarias para cubrir el riesgo de morosidad de los saldos de deudores comerciales en función de la antigüedad de la deuda, por lo que no se ha reconocido ninguna provisión de insolvencias adicional.

El fondo de comercio resultante de esta combinación de negocios, que se considera provisional de acuerdo a lo indicado en la Nota 3.4.1, es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido (principal compañía en distribución, transmisión de electricidad y de gas natural en Chile, con amplia presencia en el sector de gas licuado del petróleo) y a los beneficios y sinergias que se prevén que surjan como consecuencia de la integración en la plataforma de distribución de gas y electricidad de Gas Natural Fenosa, líder en toda Latinoamérica.

Ejercicio 2013

Durante el ejercicio 2013 no se produjeron combinaciones de negocios significativas.

Nota 30. Acuerdos de concesión de servicios

Gas Natural Fenosa gestiona diversas concesiones que contienen disposiciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones, así como obligaciones de conexión y de suministro de energía durante el periodo de concesión, de acuerdo con la normativa de aplicación (Nota 2). A continuación se detalla el periodo de concesión y el período restante hasta el vencimiento de las concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa	Actividad	País	Periodo de Concesión	Periodo restante inicial
Gas Natural BAN, S.A.	Distribución de gas	Argentina	35 (prorrogables 10)	13
Energía San Juan S.A.	Distribución de electricidad	Argentina	60	42
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A, Ceg Rio, S.A. y Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Distribución de gas	Brasil	30 (prorrogables 20/30)	13-16
Gas Natural, S.A. ESP, Gas Natural del Oriente S.A. ESP, Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP y Gas Natural del Cesar S.A. ESP.	Distribución de gas	Colombia	15-50 (prorrogables 20)	33
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A.y Unión Fenosa Generadora Torito, S.A.	Generación de electricidad	Costa Rica	20	8-16
Gas Natural Fenosa Generación S.L.U., S.A. y Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.	Generación hidráulica de electricidad	España	14-65	8-49
Gas Natural Distribuzione SpA, Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L, Favellato Reti Gas, S.R.L y Cilento Reti Gas, S.R.L	Distribución de gas	Italia	11-30	24
Gas Natural México S.A. de C.V.y Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	Distribución de gas	México	30 (prorrogables 15)	13-24
Europe Maghreb Pipeline Ltd	Transporte de gas	Marruecos	25 (prorrogables)	7
Red Unión Fenosa, S.A.	Distribución de electricidad	Moldavia	25 (prorrogable)	11
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. y Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriqui, S.A.	Distribución de electricidad	Panamá	15	14
Gas Natural Perú, S.A.	Distribución de gas	Perú	20 años prorrogables	20

Como se indica en la Nota 3.4.3.b, Gas Natural Fenosa aplica la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios", siendo de aplicación el modelo de activo intangible básicamente a las actividades de distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia y a la actividad de distribución de electricidad en Argentina, y el modelo de activo financiero a la actividad de generación eléctrica en Costa Rica.

Las concesiones de las centrales hidráulicas en España (Nota 3.4.4.b) se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12, entre otras razones como consecuencia de que los precios de venta de energía se fijan en el mercado. El resto de concesiones del ámbito internacional se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12 como consecuencia de que el concedente no controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo y simultáneamente determina el precio del servicio. En estas concesiones se continúan registrando los activos en el epígrafe de "Inmovilizado material".

Con fecha 14 de agosto de 2013, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) panameña renovó la adjudicación a Gas Natural Fenosa para operar sus dos distribuidoras eléctricas durante los próximos 15 años.

A finales de 2014 Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A (CEG) y el Estado de Río de Janeiro han acordado una modificación al contrato de concesión

mediante el que se otorga a CEG el derecho a distribuir gas natural por medio de gas natural comprimido en diversos municipios de dicho Estado.

Nota 31. 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 32.
- Las operaciones realizadas entre sociedades del grupo forman parte del tráfico habitual y se han cerrado en condiciones de mercado. En empresas del grupo se incluye el importe correspondiente al porcentaje de participación de Gas Natural Fenosa sobre los saldos y transacciones con sociedades que se consolidan por el método de la participación.

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

Gastos e Ingresos (en miles de euros)	2014			2013		
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol		Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	
Gastos financieros	2.084	-	422	6.916	-	123
Arrendamientos	-	-	2	-	-	426
Recepción de servicios	14.013	1.808	25.708	12.266	91.702	24.683
Compra de bienes (1)	-	375.262	417.166	-	1.090.558	536.716
Otros gastos (2)	23.151	-	-	24.717	-	-
Total gastos	39.258	377.070	443.298	43.899	1.182.260	561.928
Ingresos financieros	17.298	285	1.749	27.697	-	1.351
Arrendamientos	-	-	-	-	371	-
Prestación de servicios	764	383	22.758	804	54.524	36.531
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	1.118.714	174.176	-	1.108.363	279.357
Otros ingresos	-	-	1.759	-	-	1.700
Total ingresos	18.062	1.119.362	200.442	28.501	1.163.258	318.939

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 (3)	-	-	-	10.500	1.299	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (4)	1.687.842	7.828	46.851	1.577.755	6.620	68.624
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (5)	753.838	-	-	705.852	-	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (6)	200.000	-	-	6.186	-	-
Garantías y avales recibidos	156.250	-	-	137.500	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	309.445	269.295	-	311.037	268.474	-
Otras operaciones (7)	765.982	-	-	843.020	-	-

Deudores y acreedores comerciales (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	
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	-	126.300	23.442	-	109.800	27.271
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	-	22.400	40.739	-	54.000	25.769

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) Se incluyen compras y ventas realizadas de acuerdo con los contratos de aprovisionamientos de gas firmados con el grupo Repsol. En julio de 2013 Gas Natural Fenosa firmó dos acuerdos para la venta de gas natural a Repsol. El primero por 2 bcm al año para el período 2015-2018 y el segundo para la venta de 1 bcm al año por 20 años que se estima se inicie en 2017. En diciembre de 2013 Gas Natural Fenosa autorizó al grupo Shell la cesión de un contrato de suministro de gas a ciclos combinados que mantenía con el grupo Repsol.
- (2) Incluye aportaciones a planes de pensiones.
- (3) En 2013 se adquirió el 10% de Gas Navarra, S.A. a la sociedad del grupo "la Caixa" Hiscan Patrimonio II, S.L.U. el 21 de junio de 2013 y el 50% de Repsol-Gas Natural LNG, S.L. a Repsol, S.A el 30 de diciembre de 2013.
- (4) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (5) Incluye básicamente las cesiones de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el grupo "la Caixa" realizadas durante cada uno de los ejercicios.
- (6) A 31 de diciembre de 2014 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 562.421 miles de euros (562.421 miles de euros a 31 de diciembre de 2013), de las que no se había dispuesto ningún importe. Adicionalmente, el grupo "la Caixa" mantiene participaciones en otros préstamos por 200.000 miles de euros. A 31 de diciembre de 2013 mantenía participaciones en otros préstamos por 6.186 miles de euros.
- (7) A 31 de diciembre de 2014 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con el grupo "la Caixa" 577.717 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (620.833 miles de euros a 31 de diciembre de 2013) y 188.265 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (222.187 miles de euros a 31 de diciembre de 2013).

Nota 32. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Personal directivo

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

De acuerdo con lo dispuesto en los Estatutos Sociales, la Sociedad podrá destinar en cada ejercicio a retribuir, por todos los conceptos, a los miembros del Consejo de Administración una cantidad equivalente al 4% del beneficio líquido, que solo podrá ser deducido después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fuesen obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4% de su valor nominal.

El importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva (CE), Comisión de Auditoría y Control (CAyC) y Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR), ha ascendido a 4.085 miles de euros (4.085 miles de euros en el ejercicio 2013), según el siguiente detalle expresado en euros:

	Cargo	Consejo	CE	CAyC	CNyR	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	550.000	550.000	-	-	1.100.000
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	126.500	57.500	-	12.650	196.650
D. Rafael Villaseca Marco	Cons. Delegado	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Ramón Adell Ramón	Vocal	126.500	-	12.650	-	139.150
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Xabier Añoveros Trías de Bes	Vocal	126.500	-	-	-	126.500
D. Demetrio Carceller Arce	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	126.500	-	-	12.650	139.150
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Vocal	126.500	69.000	-	-	195.500
D. Felipe González Márquez	Vocal	126.500	-	-	-	126.500
D. Emiliano López Achurra	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	126.500	126.500	12.650	-	265.650
D. Juan María Nin Génova	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Heribert Padrol Munté	Vocal	126.500	-	-	-	126.500
D. Juan Rosell Lastorras	Vocal	126.500	-	-	-	126.500
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal	126.500	-	12.650	-	139.150
D. Miguel Valls Maseda	Vocal	126.500	-	-	12.650	139.150
		2.574.000	1.435.500	37.950	37.950	4.085.400

En el ejercicio 2014 no se han percibido importes por otros conceptos (5 miles de euros en el ejercicio 2013).

En el ejercicio 2014 el Consejero Delegado ha percibido por su pertenencia al Consejo de Administración de la sociedad participada CGE un importe de 10 miles de euros. En el ejercicio 2013 no se percibieron importes adicionales correspondientes al Consejo de otras sociedades participadas.

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 1.063 miles de euros, 1.141 miles de euros, 902 miles de euros y 5 miles de euros en el ejercicio 2014 (1.043 miles de euros, 1.109 miles de euros, 838 miles de euros y 6 miles de euros en el ejercicio 2013). Los importes de la retribución variable (tanto anual como plurianual) de 2013 reflejan los importes definitivos aprobados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones tras el cierre de 2013.

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 308 miles de euros en el ejercicio 2014 (314 miles de euros en el ejercicio 2013). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 2.636 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 (2.335 miles de euros a 31 de diciembre de 2013).

Los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad no han percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni indemnizaciones, ni tienen concedidos créditos ni anticipos. Tampoco han recibido acciones ni opciones sobre acciones durante el ejercicio, ni han ejercido opciones ni tienen opciones pendientes de ejercitar.

El contrato del Consejero Delegado contiene una cláusula que establece una indemnización que triplica la compensación anual prevista para determinados supuestos de extinción de la relación y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución por el pacto de no competencia post-contractual por un periodo de un año.

Operaciones con Administradores

Los Administradores tienen el deber de evitar situaciones de conflicto de interés tal y como establece el Reglamento del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. y los artículos 228 y 229 de la Ley de Sociedades de Capital. Adicionalmente, dichos artículos establecen que las situaciones de conflicto de interés en que incurran los administradores serán objeto de información en las cuentas anuales.

Los Administradores de Gas Natural SDG, S.A. no han comunicado ninguna situación de conflicto de interés que haya de ser informada.

En las operaciones con partes vinculadas (accionistas significativos) que se han sometido a la aprobación del Consejo, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR), se han abstenido de votar, en cada caso, aquel o aquellos Administradores que representan a la parte vinculada implicada.

Los Administradores no han llevado a cabo, durante los ejercicios 2014 y 2013, operaciones vinculadas ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con la sociedad o con las sociedades del grupo.

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 fija, retribución variable anual, retribución variable plurianual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 4.459 miles de euros, 2.776 miles de euros, 2.083 miles de euros y 121 miles de euros en el ejercicio 2014 (4.348 miles de euros, 2.495 miles de euros, 1.893 miles de euros y 119 miles de euros en el ejercicio 2013).

En el importe de retribución fija del ejercicio 2014 se incluyen 120 miles de euros percibidos en acciones de la Sociedad (132 miles de euros en el ejercicio 2013), de acuerdo al Plan de adquisición de acciones mencionado en la Nota 3.4.15 d).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 2.176 miles de euros en el ejercicio 2013 (5.352 miles de euros en el ejercicio 2013). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 22.818 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 (20.608 miles de euros a 31 de diciembre de 2013).

El personal directivo no ha percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni tiene concedidos créditos. Los anticipos concedidos al personal directivo a 31 de diciembre de 2014 ascienden a 100 miles de euros (100 miles de euros a 31 de diciembre de 2013). No se han percibido indemnizaciones ni en 2014 ni 2013.

Los contratos suscritos con el personal directivo contienen una cláusula que establece una indemnización mínima de dos anualidades de retribución en determinados casos de extinción de la relación y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.

Nota 33. Compromisos y pasivos contingentes

Garantías

A 31 de diciembre de 2014 Gas Natural Fenosa tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por importe de 1.574 millones de euros (1.434 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Por otro lado, también tenía concedidos avales financieros por un total de 369 millones de euros (517 millones de euros a 31 de diciembre de 2013), de los cuales 241 millones de euros corresponderían a la garantía del cumplimiento de las obligaciones de préstamos recibidos por sociedades participadas (270 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Gas Natural Fenosa estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2014, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales prestados, no serían significativos.

Compromisos contractuales

Las siguientes tablas presentan los compromisos contractuales de compra y de venta a 31 de diciembre de 2014:

Compra	A 31 de diciembre de 2014						
	Total	2015	2016	2017	2018	2019	y siguientes
Arrendamientos operativos (1)	953	93	32	46	50	50	682
Compras de energía (2)	110.214	8.845	8.908	9.201	9.356	8.909	64.995
Compras de combustible nuclear	48	23	25	-	-	-	-
Transporte de energía (3)	2.634	328	201	229	223	598	1.055
Inversión (4)	786	27	382	377	-	-	-
Total obligaciones contractuales	114.635	9.316	9.548	9.853	9.629	9.557	66.732

Venta	A 31 de diciembre de 2014						
	Total	2015	2016	2017	2018	2019	y siguientes
Prestación servicios por cesión capacidad (5)	3.941	198	268	241	224	239	2.771
Ventas de energía (6)	26.351	5.552	2.658	3.033	2.864	1.476	10.769
Total obligaciones contractuales	30.292	5.750	2.926	3.274	3.088	1.715	13.540

- 1) Refleja básicamente los pagos previstos de arrendamiento operativo de los cuatro buques para el transporte de gas natural licuado, que finalizan en 2015 y los costes operativos asociados a los contratos de fletamento de buques en régimen de arrendamiento financiero indicados en la Nota 17, así como los asociados a los cuatro buques en construcción, que se registrarán en régimen de arrendamiento financiero, cuya entrada esta prevista en los ejercicios 2016 y 2017. También se incluye el alquiler del edificio "Torre del Gas" propiedad de Torre Marenstrum, S.L., para el que Gas Natural Fenosa tiene un contrato de

arrendamiento operativo sin opción de compra por un período de diez años a partir de marzo de 2006, prorrogable a valor de mercado por períodos sucesivos de tres años, con carácter potestativo de Gas Natural Fenosa y con carácter obligatorio para Torre Marenostrom, S.L.

- 2) Refleja básicamente los compromisos a largo plazo para comprar gas natural bajo los contratos de suministro de gas con cláusulas *take or pay* negociados y mantenidos para "uso propio" (Nota 3.4.7.3). Normalmente dichos contratos tienen un plazo de 20 a 25 años, una cantidad mínima de gas a comprar y mecanismos de revisión de precios indexados a precios internacionales de gas natural y precios de gas natural en los países de destino. Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2014.

También incluye los compromisos a largo plazo para comprar energía eléctrica, calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2014.

- 3) Refleja los compromisos a largo plazo (de 20 a 25 años) de transporte de gas y electricidad calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2014.
- 4) Refleja básicamente los compromisos de inversión por el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas, el desarrollo de la red de distribución de electricidad y la construcción de cuatro buques metaneros durante el periodo 2016-2017 (Nota 6).
- 5) Refleja los compromisos de prestación de servicios por los contratos de cesión de capacidad de generación eléctrica en México (Nota 3.4.19). Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios a 31 de diciembre 2014.
- 6) Refleja básicamente los compromisos a largo plazo para vender gas natural bajo los contratos de ventas de gas con cláusulas *take or pay* negociados y mantenidos para "uso propio" (Nota 3.4.7.3). Se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2014.

Litigios y arbitrajes

Durante el ejercicio 2014 se han resuelto los siguientes litigios o arbitrajes:

- 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.
- Resolución a favor de la sociedad del grupo Gas Natural BAN, S.A. de las reclamaciones fiscales realizadas por las autoridades fiscales argentinas en relación con el tratamiento fiscal de las ganancias de capital en el período comprendido entre 1993 y 2001, derivadas de la transferencia de redes de distribución por parte de terceros. En septiembre 2014, la Corte Suprema de Justicia de la Nación ratificó el fallo dictado en 2007 por la Cámara Nacional de Apelaciones para el período 1993-1997 por el que ordenaba dejar sin efecto la Resolución Determinativa de Oficio por la cual la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) reclamó el impuesto supuestamente adeudado, confirmando además la no aplicación de multas.

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que Gas Natural Fenosa es parte son los siguientes:

Reclamaciones fiscales en España

Como consecuencia de distintos procesos de inspección, en cuanto a los ejercicios fiscales de 2003 a 2008, la Inspección ha venido cuestionando la procedencia de la deducción por actividades de exportación aplicada por Gas Natural Fenosa, habiéndose firmado las actas en disconformidad y estando actualmente recurridas ante el Tribunal Económico Administrativo y la Audiencia Nacional. El importe total de dichas actas a 31 de diciembre de 2014, incluyendo intereses, asciende a 91 millones de euros, importe íntegramente provisionado.

Reclamaciones fiscales en Brasil

En septiembre de 2005 la Administración Tributaria de Río de Janeiro dejó sin efecto el reconocimiento que había admitido previamente en abril de 2003 para la compensación de los créditos por las contribuciones sobre ventas PIS y COFINS pagadas por la sociedad del grupo Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG. La instancia administrativa confirmó dicha resolución en marzo de 2007, por lo que la sociedad interpuso el recurso ante la jurisdicción contencioso-administrativa (Justicia Federal do Rio de Janeiro), que está en trámite. Posteriormente, se notificó el 26 de enero de 2009 una acción civil pública contra CEG por los mismos hechos. Gas Natural Fenosa considera, junto con los asesores legales de la compañía, que las actuaciones mencionadas no tienen fundamento por lo que no se considera probable la pérdida de estas acciones judiciales. El importe total de esta cuota tributaria cuestionada, actualizado al 31 de diciembre de 2014, asciende a 386 millones de reales brasileños (120 millones de euros).

Reclamación contra Edemet - Edechi (Panamá)

En abril de 2012 se notificó la sentencia absolutoria de segunda instancia por la que se deja sin efecto otra de primera instancia por la que se condenaba a las Sociedades del grupo Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste S.A. y a Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí S.A. a indemnizar al demandante en el importe que determinen los peritos y con un máximo de 84 millones de dólares (61 millones de euros). Tanto el demandante como las demandadas (Edemet y Edechi) han recurrido dicha sentencia. Los pretendidos daños se derivarían de un concurso para comprar energía en bloque que convocó la Autoridad de los Servicios Públicos y que fue adjudicado al demandante quien finalmente no fue capaz de cumplir con el contrato por no presentar las garantías exigidas en el pliego.

Gas Natural Fenosa considera que las provisiones registradas en estas Cuentas anuales consolidadas cubren adecuadamente los riesgos descritos en esta Nota, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

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 Billiton, un contrato de venta de gas natural licuado a largo plazo de 0,5 bcm anuales 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 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 34. Honorarios auditores de cuentas

Los honorarios devengados en miles de euros por las distintas sociedades que utilizan la marca PwC son:

	Miles de euros	
	2014	2013 (1)
Servicios de auditoría y relacionados con la auditoría	4.367	4.225
Otros servicios	332	12
Total honorarios	4.699	4.237

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Adicionalmente, otras firmas auditoras han prestado a diversas sociedades del grupo los siguientes servicios:

	Miles de euros	
	2014	2013 (1)
Servicios de auditoría y relacionados con la auditoría	302	64
Otros servicios	106	5
Total honorarios	408	69

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3).

Como consecuencia de la aplicación el 1 de enero de 2014 de la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" (Nota 3.3), en el cálculo de los honorarios de auditores de cuentas tanto del presente periodo como en el comparativo del año anterior, no se ha tenido en cuenta los honorarios de las sociedades que se consolidan siguiendo el método de la participación y que ascienden a 159 miles de euros (153 miles de euros a 31 de diciembre de 2013).

Nota 35. Medio Ambiente

Actuaciones ambientales

Las principales líneas de actuación de Gas Natural Fenosa, a lo largo de 2014, se enmarcaron dentro los principios ambientales de la Política de Responsabilidad Corporativa, y están orientadas a garantizar el cumplimiento de la legislación, a reducir el impacto ambiental, a mitigar el cambio climático, a preservar la biodiversidad del entorno, a prevenir la contaminación y a impulsar la mejora continua.

Para materializar estas líneas, la gestión ambiental se basa en el modelo ISO 14001, cuyo buen funcionamiento es verificado periódicamente y proporciona los elementos necesarios para asegurar la mejor gestión ambiental. De esta forma el 100% del ebitda generado en 2014 por actividades ambientalmente significativas se encuentra certificado conforme a esta norma. Durante el ejercicio 2014 a este modelo de gestión se acogieron la totalidad de las actividades industriales desarrolladas en Brasil y se avanzó de forma significativa en la implantación de la gestión ambiental de la actividad desarrollada en Argentina.

El posicionamiento de Gas Natural Fenosa ante el cambio climático se basa en contribuir a su mitigación a través de energías bajas en carbono y renovables, la promoción del ahorro y la eficiencia energética, la aplicación de nuevas tecnologías y la captura del carbono, y en estas líneas se desarrollan los distintos proyectos del grupo. Durante el ejercicio 2014 cabe destacar por su relevancia el lanzamiento de la iniciativa COmpensa2. En cuanto a los reconocimientos de la gestión del carbono, Gas Natural Fenosa lideró por tercer año consecutivo, la clasificación mundial dentro del grupo de las *utilities* según los informes *The A list* e *Iberia 125 Climate Change Report* elaborados por *Carbon Disclosure Project* (CDP).

En cuanto a valores de emisión, en el ejercicio 2014 no se han producido cambios significativos en materia de emisiones directas de CO₂ con respecto al ejercicio 2013, dado que la operación de los grupos de carbón y gas ha estado condicionada por la producción renovable y una demanda moderada. En noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa entró a formar parte del Grupo Español para el Crecimiento Verde promovido por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente que, bajo el modelo del *Green Growth Group* europeo, tiene como objetivos aumentar la participación de las empresas, compartir información, identificar las oportunidades y apoyar la presencia española en foros internacionales

En el ejercicio 2014 Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo múltiples actuaciones en favor de la conservación de la biodiversidad, algunas de ellas en respuesta a los requisitos establecidos por las autoridades ambientales y otras de carácter voluntario. Así, en julio 2014 suscribió un acuerdo con la Fundación Global Nature para la materialización del compromiso con la conservación de la biodiversidad, uno de los ejes principales en la gestión ambiental de los negocios y actividades en todo el mundo.

Consciente del papel fundamental que juega el agua en el proceso productivo y en el entorno, Gas Natural Fenosa inició en 2014 la definición de la estrategia en materia de agua con el objetivo de mejorar la gestión del recurso hídrico en las instalaciones. Esta estrategia pretende dotar a Gas Natural Fenosa de una visión global y objetiva de la gestión actual de este recurso y definir un marco de actuación para todo el grupo y su implantación se llevará a cabo durante los próximos años.

Todas estas actuaciones ambientales realizadas en el ejercicio 2014 han alcanzado un total de 98 millones de euros (80 millones de euros en el ejercicio 2013), de los que 33 millones de euros corresponden a inversiones ambientales y 65 millones de euros a gastos incurridos en la gestión ambiental. En cuanto a inversiones cabe destacar las actuaciones orientadas a reducir las emisiones de gases a la atmósfera, tanto en las redes de distribución de gas como en las instalaciones de generación eléctrica, así como a la mejora de los sistemas de tratamiento y depuración del agua y de conservación del estado ecológico del medio receptor.

Las posibles contingencias, indemnizaciones y otros riesgos de carácter medioambiental en las que pudiera incurrir Gas Natural Fenosa están adecuadamente cubiertas con las pólizas de seguro de responsabilidad civil que tiene suscritas.

Emisiones

En 2014 las emisiones totales de CO₂ consolidadas de las centrales de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero han sido de 11,1 millones de toneladas de CO₂ (11,5 millones de toneladas de CO₂ en 2013).

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂, 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, en los que tiene una inversión comprometida de aproximadamente 3 millones de euros.

Asimismo, Gas Natural Fenosa ha registrado en Naciones Unidas diez proyectos de mecanismos de desarrollo limpio. Además, el grupo ha creado la iniciativa COmpensa2, con la que cada año se compensa de forma voluntaria las emisiones asociadas a los edificios, viajes de empresa, flota de vehículos y eventos.

Nota 36. Acontecimientos posteriores al cierre

Con fecha 13 de enero de 2015 Gas Natural Fenosa, a través de su programa Euro Medium Term Notes (EMTN), realizó una emisión de bonos en el euromercado por un importe de 500 millones de euros y vencimiento en enero de 2025, con un cupón anual del 1,375%.

ANEXO I Sociedades de Gas Natural Fenosa

1. Sociedades dependientes

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				Control (2)	Patrimonial
Gas Natural BAN, S.A.	Argentina	Distribución de gas	I.G.	70,0	70,0
Ceg Río, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	59,6	59,6
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	54,2	54,2
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	77,5	45,7
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	62,2	21,7
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	54,5	32,2
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	59,1	59,1
Gas Galicia SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	61,6	61,6
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Castilla La-Mancha, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	95,0	95,0
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,1	90,1
Gas Natural Cegas, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	99,7	99,7
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	87,5	87,5
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Navarra, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Albidona Distribuzione Gas, SR	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Favellato Reti, S.R.L.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Comercializadora Metrogas, S.A. de CV	México	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural México, S.A. de CV (3)	México	Distribución de gas	I.G.	100,0	85,0
Gas Natural Fenosa Perú, S.A.	Perú	Distribución de gas	I.G.	85,0	85,0
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Colombia	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Distribución, S.A.	España	Distribución de electricidad	I.G.	85,4	85,4
Red Unión Fenosa, S.A.	Moldova	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	100,0

Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	Distribución de electricidad	I.G.	51,0	51,0
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	Panamá	Distribución de electricidad	I.G.	51,0	51,0
Gas Natural Almacénamientos Andalucía, S.A.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Exploración, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.P.A.	Italia	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Metragez, S.A.	Marruecos	Infraestructuras de gas	I.G.	76,7	76,7
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	Reino Unido	Infraestructuras de gas	I.G.	77,2	77,2
Natural Energy, S.A.	Argentina	Infraestructuras de gas comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Serviços, S.A.	Brasil	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Serviconfort Colombia, S.A.S.	Colombia	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa LNG, S.L.	España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Sagane, S.A.	España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Europe, S.A.S.	Francia	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Vendita Italia, S.P.A.	Italia	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Puerto Rico, Inc	Puerto Rico	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Colombia	Comercialización electricidad	I.G.	85,4	85,4
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.	Colombia	Comercialización electricidad	I.G.	85,4	85,4
Gas Natural Comercializadora, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Berrybank Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	96,1	96,1
Crookwell Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	96,1	96,1
Ryan Corner Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	96,08	96,08
Hidroeléctrica Río San Juan S.A.S. ESP	Colombia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Almar Ccs, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
P.H. La Perla, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	65,0	65,0



Unión Fenosa Generadora Torito, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	65,0	65,0
Boreas Eólica 2, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	89,6	89,6
Corporación Eólica de Zaragoza, S.L	España	Generación de Electricidad	I.G.	68,0	68,0
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	97,0	97,0
Energías Especiales Alcoholeras, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	82,3	82,3
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	99,0	99,0
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	75,0	75,0
Fenosa Wind, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Fenosa, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Generación Nuclear, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Renovables Ruralia, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	51,0
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Wind 4, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Wind 6, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	60,0	60,0
Global Power Generation, S.A.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
JCG Cogeneración Daimiel, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	97,6	97,6
Sociedad de Tratamiento Homillos, S.L., en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	94,4	94,4
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L., en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	60,0	60,0
Societat Eólica de l'Enderrocada, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	80,0	80,0
Tratamiento Cinca Medio, S.L. en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	80,0	80,0
Tratamiento Integral de Almazán, S.L., en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	90,0	90,0
Iberáfrica Power Ltd.	Kenya	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	89,6
Fuerza y Energía Bih Hoxo, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A de C.V	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	51,0
Generadora Palamara La Vega, S.A.	Rep. Dominicana	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Lignitos de Meirama, S.A.	España	Minería	I.G.	100,0	100,0
Kangra Coal (Proprietary), Ltd.	Sudáfrica	Minería	I.G.	70,0	70,0
Welgedacht Exploration Company, Ltd	Sudáfrica	Minería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Informática, S.A.	España	Servicios Informáticos	I.G.	100,0	100,0



United Saudi Spanish Power and Gas Services, LLC	Arabia Saudí	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering Brasil, S.A.	Brasil	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering, S.A.S.	Colombia	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A.S.	Colombia	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering, S.A.	Costa Rica	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A.	Costa Rica	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Soluziona Technical Services, Lic.	Egipto	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.U.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.L.U.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Operación y Mantenimiento Energy, S.A.U.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering Guatemala, S.A.	Guatemala	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Spanish Israeli Operation and Maintenance Company, Ltd.	Israel	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería México, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen. México, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Operación y Mantenimiento La Caridad, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Operación y Mantenimiento Energy Mexico, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Operación México S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering Panamá, S.A.	Panamá	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Technology INC	Puerto Rico	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Operations & Maintenance Energy Uganda Ltd	Uganda	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Natural Re, S.A.	Luxemburgo	Seguros	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Capital Markets, S.A.	España	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Financiación, S.A.	España	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Preferentes, S.A.	España	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Financial Services USA, Lic.	Estados Unidos	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Finance B.V.	Holanda	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Clover Financial and Treasury Services, Ltd.	Irlanda	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Natural Services, S.A.	Argentina	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural do Brasil, S.A.	Brasil	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios Económicos, S.A.S.	Colombia	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios Integrales, S.A.S.	Colombia	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios, S.A.S.	Colombia	Servicios	I.G.	59,0	100,0
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E.	España	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	España	Servicios	I.G.	98,5	98,5



General de Edificios y Solares, S.L.	España	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Italia S.P.A.	Italia	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V.	México	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Administradora de Servicios de Energía México, S.A. de CV	México	Servicios	I.G.	85,0	85,0
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V.	México	Servicios	I.G.	85,3	85,0
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	México	Servicios	I.G.	85,0	85,0
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. (3)	México	Servicios	I.G.	85,0	85,0
Gas Natural Fenosa Servicios Panamá, S.A.	Panamá	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Inversiones Hermill, S.A.	Rep. Dominicana	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural SDG Argentina, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Invergas, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Australia	Sociedad de cartera	I.G.	96,1	96,1
Gas Natural Fenosa Chile, SpA	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Holding Negocios Regulados Gas Natural, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
La Propagadora del Gas Latam, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Electricidad Colombia, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
La Energía, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Internacional, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Minería, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Minería, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
GPG México Wind, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
GPG México, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Buenergía Gas & Power, Ltd.	Islas Cayman	Sociedad de cartera	I.G.	95,0	95,0
First Independent Power, Ltd.	Kenya	Sociedad de cartera	I.G.	89,6	89,6
Unión Fenosa México, S.A. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Distribuidora Eléctrica de Caribe, S.A.	Panamá	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Generación Eléctrica del Caribe, S.A.	Panamá	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), Ltd	Sudáfrica	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Grupo CGE:					
Compañía General de Electricidad, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	96,7	96,7
Gas Sur S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	54,8
Innergy Holdings S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	60,0	32,9

Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	32,9
Innergy Transportes S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	32,9
Metrogas S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	51,8	28,4
Agua Negra S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	96,7
Energía San Juan S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	96,7
International Financial Investments S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	97,3	94,1
Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	98,0	92,2
CGE Argentina S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	96,7
CGE Distribución S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,3	96,1
CGE Magallanes S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,9	96,6
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,6	96,4
Emel Atacama S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	98,2	94,7
Emel Norte S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	98,2	95,0
Emelat Inversiones S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	98,4	93,5
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	95,0
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	98,4	93,1
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	92,6	87,9
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	94,1	89,4
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	88,6	84,1
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	55,2	53,4
Transnet S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,6	96,3
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	Infraestructuras de gas	I.G.	56,7	31,1
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	I.G.	60,0	32,9
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	Infraestructuras de gas	I.G.	56,7	31,1
Autogasco S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	100,0	54,8
Automotive Gas Systems S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	100,0	54,8
Gasco GLP S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	100,0	54,8
Gasco S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	56,6	54,8
Gasmar S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	51,0	27,9
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	70,0	38,3
JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	100,0	38,3
Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	85,0	46,6
Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	70,0	26,8
Centrogas S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	28,4

Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	96,7
Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	28,4
Energy Sur S.A.	Chile	Servicios	I.G.	55,0	53,2
Enerplus S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	96,7
Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	28,4
Hormigones del Norte S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	96,7
Inversiones San Sebastian S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	53,4
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	96,7
Novanet S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	96,7
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	96,7
Tecnet S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	96,7
Transformadores Tusán S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	96,7
TV Red S.A.	Chile	Servicios	I.G.	90,0	48,0
Gasco Argentina S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	54,8
Gasco Internacional S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	54,8
Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	54,8
Inversiones Invergas S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	54,8
Gasco Grand Cayman Ltd.	Islas Cayman	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	54,8

(1) Método de consolidación: I.G. Integración Global, I.P. Integración Proporcional y M.P. Método de la Participación.

(2) Porcentaje correspondiente de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(3) El porcentaje de participación es el correspondiente a las acciones de titularidad legal y el correspondiente al compromiso de recompra de acciones por los porcentajes indicados en la Nota 17, que también se asignan a la Sociedad dominante.



2. Sociedades de negocios conjuntos

Grupo UF Gas:	Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)		% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial		
Unión Fenosa Gas, S.A.		España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	M.P.	50,0	50,0	
Gas Directo, S.A.		España	Distribución de gas	M.P.	60,0	30,0	
Spanish Egyptian Gas Company S.A.E.		Egipto	Infraestructuras de gas	M.P.	80,0	40,0	
Segas Services, S.A.E.		Egipto	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	40,7	
Regasificadora del Noroeste, S.A.		España	Infraestructuras de gas	M.P.	21,0	11,6	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.		España	Infraestructuras de gas	M.P.	50,0	21,3	
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U.		España	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	50,0	
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.		España	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	50,0	
Palawan Sulu Sea Gas, Inc.		Filipinas	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	50,0	
Qalhat LNG S.A.O.C.		Omán	Infraestructuras de gas	M.P.	7,4	3,7	
Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.		España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	M.P.	100,0	50,0	
3G Holdings Limited		Reino Unido	Servicios	M.P.	20,0	10,0	
Gasifica, S.A.		España	Sociedad de cartera	M.P.	100,0	55,0	
Infraestructuras de Gas, S.A.		España	Sociedad de cartera	M.P.	85,0	42,5	
Unión Fenosa Gas Infraestructuras B.V.		Holanda	Sociedad de cartera	M.P.	100,0	50,0	
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación		México	Distribución de gas	M.P.	51,3	43,6	
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.		España	Distribución de electricidad	M.P.	44,9	44,9	
Eléctrica Conquense, S.A.		España	Distribución de electricidad	M.P.	46,4	46,4	
Eléctrica Conquense de Distribución, S.A.		España	Distribución de electricidad	M.P.	100,0	46,4	
CH4 Energía S.A. de C.V.		México	Aprovisionamiento y comercialización de gas	M.P.	50,0	42,5	
Alas Capital & Gas Natural S.A.		España	Generación de Electricidad	M.P.	40,0	40,0	
Cestros, S.A.		España	Generación de Electricidad	M.P.	33,3	33,3	
Cogeneración del Noroeste, S.L.		España	Generación de Electricidad	M.P.	40,0	40,0	
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, S.A.		España	Generación de Electricidad	M.P.	36,3	36,3	
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.		España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0	
Energías Eólicas de Fuerteventura, S.L.		España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0	
Molinos de la Rioja, S.A.		España	Generación de Electricidad	M.P.	33,3	33,3	



Molinos del Cidacos, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
Montouto 2000, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	49,0	49,0
Nueva Generadora del Sur, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
Parque Eólico Sierra del Merengue, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
Toledo PV, A.E.I.E	España	Generación de Electricidad	M.P.	33,3	33,3
EcoEléctrica Holding, Ltd.	Islas Cayman	Sociedad de cartera	M.P.	50,0	47,5
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	Generación de Electricidad	M.P.	100,0	47,5
EcoEléctrica Limited	Islas Cayman	Sociedad de cartera	M.P.	100,0	47,5
Ghesa Ingeniería y Tecnología, S.A.	España	Servicios Ingeniería	M.P.	41,2	41,2
Grupo CGE:					
Gascart S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	50,0	27,4
Gasnor S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	97,4	27,4
Gasmarket S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	50,0	27,4
Norelec S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	50,0	48,4
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	48,4
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	80,5	48,4
Empresa Jujena de Energía S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	43,5
Empresa Jujena de Sistemas Energéticos Dispensos S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	43,5
Gasoductos GasAndes, S.A. (Argentina)	Argentina	Infraestructuras de gas	M.P.	47,0	13,3
Andes Operaciones y Servicios S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	50,0	14,2
Gas Natural Producción, S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	36,2	19,8
Gasoductos GasAndes, S.A. (Chile)	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	47,0	13,3
GNL Chile S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	33,3	9,5
GNL Quintero S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	20,0	5,7
Hualpén Gas S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	M.P.	50,0	14,0
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Servicios	M.P.	50,0	48,4

(1) Método de consolidación: I.G. Integración Global, L.P. Integración Proporcional y M.P. Método de la Participación.
(2) Porcentaje correspondiente de la Sociedad Matriz sobre la filial

3. Entidades de operaciones conjuntas

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)		% de Participación Total	
			% Participación Control	% Participación Patrimonial		
Cilento Reti Gas, S.R.L.	Italia	Distribución de gas	I.P.	60,0	60,0	
Bezana / Beguenzo	España	Infraestructuras de gas	I.P.	50,0	50,0	
Boquerón	España	Infraestructuras de gas	I.P.	4,5	4,5	
Casablanca	España	Infraestructuras de gas	I.P.	9,5	9,5	
Chipirón	España	Infraestructuras de gas	I.P.	2,0	2,0	
Gas Natural West África, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.P.	40,0	40,0	
Montanazo	España	Infraestructuras de gas	I.P.	17,7	17,7	
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.P.	39,0	39,0	
Rodaballo	España	Infraestructuras de gas	I.P.	4,0	4,0	
Tánger Larache	Marruecos	Infraestructuras de gas	I.P.	40,0	40,0	
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E	España	Generación de Electricidad	I.P.	19,3	19,3	
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	España	Generación de electricidad	I.P.	11,3	11,3	
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	España	Generación de electricidad	I.P.	34,5	34,5	
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca	España	Generación de electricidad	I.P.	50,0	50,0	
Comunidad de bienes Central Térmica de Anillares	España	Generación de electricidad	I.P.	66,7	66,7	
Eólica Tramuntana 21, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0	
Eólica Tramuntana 22, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0	
Eólica Tramuntana 23, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0	
Eólica Tramuntana 71, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0	
Eólica Tramuntana 72, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0	
Eólica Tramuntana 73, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0	
Eólica Tramuntana, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0	
UTE ESE Ciece - Gas Natural	España	Servicios	I.P.	50,0	50,0	

(1) Método de consolidación: I.G. Integración Global, I.P. Integración Proporcional y M.P. Método de la Participación

4. Sociedades asociadas

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
Enervent, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	26,0	26,0
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	20,0	20,0
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	18,0	18,0
Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	49,0	49,0
Blueability System, S.L.	España	Servicios	M.P.	20,0	20,0
Kronschroeder, S.A.	España	Servicios	M.P.	44,5	44,5
Oficina de cambios de suministrador, S.A.	España	Servicios	M.P.	20,0	20,0
Torre Marenostrum, S.L.	España	Servicios	M.P.	45,0	45,0
CER's Commercial Corp	Panamá	Servicios	M.P.	25,0	25,0
Grupo CGE:					
Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petroleo	M.P.	28,2	10,8
Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petroleo	M.P.	33,3	12,8
Campanario Generación S.A.	Chile	Servicios	M.P.	20,0	11,0

(1) Método de consolidación: I.G. Integración Global, I.P. Integración Proporcional y M.P. Método de la Participación

(2) Porcentaje correspondiente de la Sociedad Matriz sobre la filial

ANEXO II Variaciones en el perímetro de consolidación

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2014 fueron 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 Internacional B.V.	Liquidación	8 de mayo	100,0	-	
Energía del Río San Juan Corp.	Liquidación	12 de mayo	100,0	-	
Spanish Israeli operation and maintenance Company, Ltd.	Constitución	25 de mayo	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Generación, SLU	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 Fenosa Telecomunicaciones Colombia, S.A.	Enajenación	30 de junio	88,2	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Costa Rica, S.A.	Enajenación	30 de junio	66,7	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones El Salvador, S.A. de C.V.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Guatemala, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Nicaragua, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Panamá, S.A.	Enajenación	30 de junio	90,2	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
P.H. La Perla, S.A.	Constitución	4 de julio	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Generación, SAS	Constitución	31 de julio	100,0	100,0	Global
Caribe Capital B.V.	Liquidación	30 de septiembre	100,0	-	
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, S.A.R.L.U.	Liquidación	30 de septiembre	100,0	-	
Socoinve, C.A	Liquidación	7 de octubre	100,0	-	
GN Fenosa Chile, SpA	Constitución	10 de octubre	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa Servicios Panamá S.A.	Constitución	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	28 de octubre	0,5	96,1	Global
Berrybank development Pty, Ltd	Adquisición	28 de octubre	0,5	96,1	Global
Crookwell development Pty, Ltd	Adquisición	28 de octubre	0,5	96,1	Global
Ryan Corner development Pty, Ltd	Adquisición	28 de octubre	0,5	96,1	Global
Iberáfrica Power Ltd.	Adquisición	11 de julio	17,9	89,6	Global
Hispanogalaica de Extracciones, S.L.	Liquidación	14 de noviembre	100,0	-	-
Compañía General de Electricidad, S.A. - CGE	Adquisición	14 de noviembre	96,7	96,7	Global



Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2013 fueron 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
Holdíng Negocios Regulados Gas Natural, 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
Unión 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
Unión Fenosa Comercial, S.L.	Liquidación	1 de junio	100,0	-	-
Eufer-Energía Especiais de Portugal Unipessoal, Lda	Enajenación	1 de julio	100,0	-	-
Zemer Energía, S.A., de C.V.	Enajenación	5 de julio	50,0	-	-
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	Liquidación	18 de julio	100,0	-	-
Gas Natural Fenosa Perú, S.A	Constitución	7 de agosto	100,0	100,0	Global
Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	12 de noviembre	0,2	95,6	Global
Berrybank development Pty, Ltd	Adquisición	12 de noviembre	0,2	95,6	Global
Crookwell development Pty, Ltd	Adquisición	12 de noviembre	0,2	95,6	Global
Ryan Corner development Pty, Ltd	Adquisición	12 de noviembre	0,2	95,6	Global
Molinos del Linares, S.A.	Liquidación	13 de noviembre	25,0	-	-
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.U.	Liquidación	29 de noviembre	100,0	-	-
Gas Natural Fenosa Engineering Brasil, S.A.	Constitución	2 de diciembre	100,0	100,0	Global
UTE La Energía Gas Natural Electricidad	Liquidación	4 de diciembre	100,0	-	-
Lantarón Energía, S.L.	Liquidación	5 de diciembre	100,0	-	-
Biogás Doña Juana, S.A. ESP	Enajenación	19 de diciembre	49,8	-	-
Generación Panamá, S.A.	Liquidación	27 de diciembre	100,0	-	-
Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Adquisición	30 de diciembre	50,0	100,0	Global



ANEXO III Sociedades del grupo fiscal Gas Natural

Las sociedades pertenecientes al grupo fiscal Gas Natural son las siguientes:

Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.
Boreas Eólica 2, S.A.	Gas Natural Madrid SDG, S.A.
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	Gas Natural Rioja, S.A.
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.
Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	Gas Natural Transporte SDG, S.L.
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	Gas Natural Wind 4, S.L.U.
Europe Mahgreb Pipeline Limited	Gas Navarra, S.A.
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	General de Edificios y Solares, S.L.
Fenosa Wind, S.L.	Global Power Generation, S.A.U
Fenosa, S.L.U.	Hispanogalaica de Extracciones, S.L.
Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A.	Holding Negocios Regulados Gas Natural, S.A.
Gas Natural Andalucía, S.A.	JGC Cogeneración Daimiel, S.L.
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	La Energía, S.A.
Gas Natural Capital Markets, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	La Propagadora del Gas Latam, S.L.U.
Gas Natural Castilla y León, S.A.	Lignitos de Meirama, S.A.
Gas Natural Cegas, S.A.	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Petroleum, Oil&Gas España, S.A.
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Sagane, S.A.
Gas Natural Exploración, S.L.	Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.
Gas Natural Fenosa Electricidad Colombia, S.L.	Societat Eólica de l'Enderrocada, S.A.
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.U.	Tratamiento Cinca Medio, S.L.
Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.	Tratamiento de Almazán, S.L.
Gas Natural Fenosa Generación Nuclear, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	Unión Fenosa Financiación, S.A.
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Generación, S.L.U.	Unión Fenosa Internacional, S.A.
Gas Natural Fenosa LNG, S.L.	Unión Fenosa Minería, S.A.
Gas Natural Informática, S.A.	Unión Fenosa Preferentes, S.A.U.



GAS NATURAL FENOSA

Las Cuentas anuales Consolidadas – Balance de situación consolidado, Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, Estado consolidado de resultado global, Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, Estado de flujos de efectivo consolidado y Memoria consolidada – del ejercicio 2014 de Gas Natural SDG, S.A. y Sociedades Dependientes, que se contienen en el presente documento, han sido formuladas por el Consejo de Administración de la Sociedad Gas Natural SDG, S.A. en sesión de 30 de enero de 2015 y se firman, a continuación, de conformidad por todos los Administradores, en cumplimiento del artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Niubó
Vicepresidente

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

D. Ramón Adell Ramón
Consejero

D. Enrique Alcántara-García
Irazoqui
Consejero

D. Xabier Añoveros Trías de Bes
Consejero

D. Demetrio Carceller Arce
Consejero

D. Santiago Cobo Cobo
Consejero

D. Nemesio Fernández-Cuesta
Luca de Tena
Consejero

D. Felipe González Márquez
Consejero

D. Emiliano López Achurra
Consejero

D. Carlos Losada Marrodán
Consejero

D. Juan María Nin Génova
Consejero

D. Heribert Padrol Munté
Consejero

D. Juan Rosell Lastortras
Consejero

D. Luís Suárez de Lezo Mantilla
Consejero

D. Miguel Valls Maseda
Consejero



**Gas Natural Fenosa
Informe 2014**



Informe de Gestión consolidado



Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2014.

Índice

1. Situación de la entidad	1
2. Evolución y resultado de los negocios	4
3. Sostenibilidad	40
4. Principales riesgos e incertidumbres	46
5. Evolución previsible del grupo	50
6. Actividades de I+D+i	53
7. Informe Anual de Gobierno Corporativo	54
8. Acciones propias	54
9. Hechos posteriores	54

1. Situación de la entidad

1.1. Modelo de negocio

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 23 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.

El modelo de negocio de Gas Natural Fenosa se desarrolla a través de un amplio número de empresas básicamente en España, resto de Europa, Latinoamérica y África y se apoya en cinco grandes negocios:

- **Distribución de gas (España, resto de Europa y Latinoamérica)**

Gas Natural Fenosa mantiene una posición de liderazgo en los mercados donde opera, lo que le permite aprovechar las oportunidades de crecimiento orgánico, tanto por la captación de nuevos clientes en municipios con gas, como por la expansión de redes a zonas no gasificadas. Es líder en España y cuenta con una sólida presencia en Italia. Es líder en Latinoamérica donde está presente en México, Colombia, Brasil y Argentina.

- **Distribución de electricidad (España, resto de Europa y Latinoamérica)**

Gas Natural Fenosa es uno de los operadores más eficientes en términos de costes de operación y mantenimiento del negocio de distribución eléctrica. Gas Natural Fenosa es el tercer operador en el mercado español y es líder en Moldavia. En Latinoamérica está presente en Panamá y Colombia donde es considerado como uno de los principales operadores de la región.

- **Gas (Infraestructuras, Aprovisionamiento y Comercialización y Unión Fenosa Gas)**

Gas Natural Fenosa posee una infraestructura de gas única e integrada que dota al negocio de gran estabilidad, proporciona flexibilidad a las operaciones y permite transportar el gas hacia las mejores oportunidades de negocio.

Para Gas Natural Fenosa los proveedores son actores fundamentales en el óptimo funcionamiento de la cadena de valor, por ello establece contratos a largo plazo,



asume el compromiso con la sociedad en la que opera y minimiza su impacto medioambiental, garantizando con ello el suministro.

Gas Natural Fenosa responde con sus servicios de valor añadido a las exigencias de rapidez, garantía, calidad y eficiencia energética que requieren los clientes.

- **Electricidad (España e Internacional)**

Gas Natural Fenosa tiene un amplio conocimiento en todas las tecnologías de generación y cuenta con una infraestructura capaz de ajustarse a las necesidades de cada modelo energético y a la realidad de cada país. El aprovisionamiento de un gas competitivo y flexible permite a la compañía obtener mejores márgenes frente a sus competidores en la gestión de sus ciclos combinados.

La posición de liderazgo en la comercialización combinada de gas natural y electricidad presenta importantes ventajas como menor coste de servicio, un servicio integrado al cliente y menores costes de adquisición, sin olvidar la consecución de una mayor vinculación con los clientes.

En el negocio internacional Gas Natural Fenosa, a través de Global Power Generation, está presente en México, Puerto Rico, República Dominicana, Costa Rica, Panamá, Kenia y Australia.

- **Compañía General de Electricidad (GCE)**

Gas Natural Fenosa, a través del grupo chileno CGE adquirido en noviembre de 2014, es el operador líder de las actividades de distribución y transmisión eléctrica y de distribución de gas natural y gas natural licuado del petróleo (GLP) en Chile.

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

En el Anexo I de las Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las empresas participadas por Gas Natural Fenosa.



1.2. Gobierno Corporativo

Gas Natural Fenosa desarrolla y mantiene actualizadas de modo continuado sus normas de gobierno corporativo, con el objetivo de implantar las recomendaciones y mejores prácticas de buen gobierno. Este conjunto normativo está formado por:

- Estatutos Sociales.
- Reglamento de la Junta General de Accionistas.
- Reglamento del Consejo de Administración y sus Comisiones.
- Código Interno de Conducta en materia relativa a los Mercados de Valores.
- Código Ético.
- Política de Responsabilidad Corporativa.

Gas Natural Fenosa ha continuado potenciando su compromiso con la transparencia y las buenas prácticas en cuyo desarrollo participan la Junta General de Accionistas, el Consejo de Administración y sus comisiones: Comisión Ejecutiva, Comisión de Nombramientos y Retribuciones y Comisión de Auditoría y Control. También el Comité de Dirección desempeña un papel relevante.

Una descripción más detallada de las mismas se puede consultar en el Informe Anual de Gobierno Corporativo 2014 anexo a este Informe de gestión.

El Consejo de Administración es el órgano de representación de la entidad y, al margen de las decisiones reservadas a la Junta General, es el máximo órgano de decisión de Gas Natural Fenosa. En particular son de su competencia:

- Determinar las orientaciones estratégicas y los objetivos económicos.
- Supervisar y verificar que los miembros del primer nivel de dirección cumplen con la estrategia y los objetivos.
- Asegurar la viabilidad futura de la sociedad y su competitividad.
- Aprobar los códigos de conducta.

La Comisión Ejecutiva es el Órgano delegado del Consejo de Administración encargado del seguimiento continuo de la gestión de la compañía.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propone los criterios de retribución de los consejeros y la política general de remuneraciones de la Dirección. Por otra parte, revisa la estructura y composición del Consejo, supervisa el proceso de incorporación de nuevos miembros y establece las directrices para el nombramiento de directivos.

La Comisión de Auditoría y Control supervisa los sistemas y la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la sociedad; la elaboración de la información financiera y los servicios de auditoría interna.

El Comité de Dirección lleva a cabo la coordinación de las áreas de negocio y corporativas. Entre sus funciones principales están las de estudiar y proponer los Objetivos, el Plan Estratégico y el Presupuesto Anual, así como evaluar a los máximos Órganos de Gobierno las propuestas de las actuaciones que puedan afectar a la consecución del Plan Estratégico de la compañía. Asimismo, todos los miembros del Comité de Dirección participan en la elaboración del Mapa de Riesgos Corporativo, a través de reuniones de trabajo en las que aportan su visión sobre las principales incertidumbres y eventuales efectos en los negocios.

2. Evolución y resultado de los negocios

Tal y como se indica en la Nota 3.2 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas, con fecha de 1 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" como consecuencia de la cual los negocios conjuntos (aquellos en los que los partícipes no tienen derechos sobre sus activos y obligaciones por sus pasivos, sino que ostentan derechos únicamente sobre los activos netos de las participadas) pasan a consolidarse por el método de la participación en lugar de por el método de integración proporcional. Por ello, todas las magnitudes, saldos y ratios correspondientes al ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2013, que se presentan en este informe de gestión a efectos comparativos, han sido reexpresadas.

2.1. Principales hitos del ejercicio 2014

El beneficio neto del ejercicio 2014 aumenta un 1,2% respecto al del año anterior y se sitúa en 1.462 millones de euros de euros. Este resultado incluye las plusvalías de la venta de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. y sus participadas por 252 millones de euros de euros y deterioros de inmovilizado e inversiones por el método de participación por 532 millones de euros, así como su correspondiente efecto fiscal. Por otro lado, incluye el impacto positivo de la reducción del tipo de gravamen general del impuesto sobre sociedades establecido por la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, por 325 millones de euros. Ajustando dichos efectos, el beneficio neto ajustado disminuiría en un 2,8% debido a los impactos del Real Decreto-ley 9/2013 y del Real Decreto-ley 8/2014 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 del año alcanza los 4.853 millones de euros con un aumento del 0,1% respecto al 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 y del Real Decreto-ley 8/2014 en España y la depreciación de las monedas en su traslación contable a euros.

Los impactos diferenciales con respecto al año anterior de las medidas regulatorias del Real Decreto-ley 9/2013 que afecta a las actividades de distribución y generación de electricidad en España, que entró en vigor el 14 de julio de 2013 y por tanto no tuvo impacto en el primer semestre de 2013, así como del Real Decreto-ley 8/2014 que afecta a las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014 ascienden a 141 millones de euros en el ebitda.

El impacto en el ebitda de la depreciación de las monedas en su traslación a euros es 70 millones de euros superior al del año anterior y ha sido causado, fundamentalmente, por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.

Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa crea la sociedad Global Power Generation con el fin de impulsar su negocio de generación fuera de Europa en línea con los objetivos del plan estratégico, a través del desarrollo de proyectos de generación, especialmente en Latinoamérica y Asia.

Gas Natural Fenosa cierra con éxito la compra de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) a través del lanzamiento de una Oferta Pública de Adquisición (OPA) y adquiere el 96,72% del capital por un importe de 2.519 millones de euros. CGE se incorpora al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa el 30 de noviembre de 2014 y aporta 36 millones de euros al ebitda consolidado del ejercicio.

En diciembre de 2014 Gas Natural Fenosa procede a la cesión del derecho de cobro del déficit del sistema eléctrico correspondiente al ejercicio 2013 por importe de algo más de 457 millones de euros.

Tras la adquisición de CGE, a 31 de diciembre de 2014, el ratio de endeudamiento se sitúa en el 48,5% y el ratio Deuda financiera neta/ebitda en 3,5 veces.

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2014	2013 ⁽¹⁾	%
Importe neto de la cifra de negocios	24.742	24.322	1,7
Ebitda ^{1 y 2}	4.853	4.849	0,1
Beneficio de explotación	3.190	3.022	5,6
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	1.462	1.445	1,2
Flujos de efectivo actividades explotación	2.808	3.305	(15,0)
Inversiones	4.389	1.597	174,8
Patrimonio neto	18.020	14.967	20,4
Patrimonio neto atribuido	14.141	13.444	5,2
Deuda financiera neta (a 31/12)	16.942	14.252	18,9

⁽¹⁾ Saldos reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3 de las cuentas anuales consolidadas).

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

² El ebitda proforma estimado de 2014, considerando que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 5.359 millones de euros.

Principales ratios financieros

	2014	2013 ⁽¹⁾
Endeudamiento ¹	48,5%	48,8%
Ebitda / Resultado financiero	6,1x	6,0x
Deuda financiera neta / Ebitda ²	3,5x	2,9x
Ratio de liquidez ³	1,3x	1,2x
Ratio de solvencia ⁴	1,1x	1,1x
Rentabilidad sobre el patrimonio neto ⁵	10,3%	10,7%
Retorno de los activos ⁶	2,9%	3,3%

⁽¹⁾ Ratios reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3 de las cuentas anuales consolidadas).

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

² El ratio proforma estimado de 2014, considerando que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 3,2x.

³ Activos corrientes/Pasivos corrientes

⁴ (Patrimonio neto+ Pasivos no corrientes)/Activos no corrientes

⁵ ROE: Resultado atribuible/Patrimonio neto atribuido

⁶ ROA: Resultado atribuible/Total activos

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2014	2013 ⁽¹⁾
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 31/12 (euros)	20,81	18,69
Capitalización bursátil (millones de euros)	20.824	18.708
Beneficio por acción (euros)	1,46	1,44
Patrimonio neto atribuible por acción (euros)	14,13	13,43
Relación cotización-beneficio (PER)	14,2x	12,9x
EV/ Ebitda ^{1 y 2}	7,8x	6,8x
Pay-out (%)	62,1	62,1
Dividendo total ³ (millones de euros)	909	898
Dividendo por acción	0,91	0,90

⁽¹⁾ Ratios reexpresados a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3 de las cuentas anuales consolidadas).

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

² El ratio proforma estimado de 2014, considerando que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 7,0x.

³ Considerando el importe total equivalente destinado a dividendos. En 2014, incluye dividendo complementario por 512 millones de euros pendiente de aprobación por la Junta General de Accionistas.

Principales magnitudes físicas

	2014	2013 ⁽¹⁾	%
Distribución gas:			
Ventas - ATR ¹ :			
Europa	175.223	194.975	(10,1)
Latinoamérica	249.067	227.377	9,5
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12):			
Europa	5.683	5.627	1,0
Latinoamérica	6.593	6.321	4,3
Distribución electricidad:			
Ventas - ATR ¹ :			
Europa	34.262	34.804	(1,6)
Latinoamérica	17.150	16.443	4,3
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12):			
Europa	4.529	4.514	0,3
Latinoamérica	3.032	2.925	3,7
TIEPI ² (minutos)	48	47	2,1

⁽¹⁾ Magnitudes reexpresadas a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3 de las cuentas anuales consolidadas).

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España

	2014	2013 ⁽¹⁾	%
Gas:			
Suministro de gas (GWh):	318.677	308.010	3,5
España	198.117	210.506	(5,9)
Resto	120.560	97.504	23,6
Transporte de gas – EMPL (GWh)	120.558	122.804	(1,8)
Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	48.282	51.080	(5,5)
España:	30.542	32.897	(7,2)
Hidráulica	4.275	4.434	(3,6)
Nuclear	4.425	4.287	3,2
Carbón	5.622	5.430	3,5
Ciclos combinados	14.143	16.394	(13,7)
Renovables	2.077	2.352	(11,7)
Global Power Generation:	17.740	18.183	(2,4)
Hidráulica	233	320	(27,2)
Ciclos combinados	15.898	16.193	(1,8)
Fuel – gas	1.356	1.670	(18,8)
Eólica	253	-	-
Capacidad de generación eléctrica (MW):	14.785	14.517	1,8
España:	12.122	12.088	0,3
Hidráulica	1.948	1.914	1,8
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Renovables	902	902	-
Global Power Generation:	2.663	2.429	9,6
Hidráulica	73	73	-
Ciclos combinados	2.035	2.035	-
Fuel – gas	321	321	-
Eólica	234	-	-
Comercialización de electricidad (GWh)	34.718	32.942	5,4
CGE:			
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12)	593	-	-
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12)	2.854	-	-
Cuota mercado GLP Chile (%)	26,6%	-	-

⁽¹⁾ Magnitudes reexpresadas a 31 de diciembre de 2013 por la aplicación de la NIIF 11 (Nota 3.3 de las cuentas anuales consolidadas).

2.3. Análisis de resultados consolidado

Importe neto de la cifra de negocios

	2014 %s/total		2013 %s/total		% 2014/2013
Distribución de gas	4.739	19,2	4.601	19,0	3,0
<i>España</i>	1.200	4,9	1.283	5,3	(6,5)
<i>Italia</i>	88	0,4	94	0,4	(6,4)
<i>Latinoamérica</i>	3.451	13,9	3.224	13,3	7,0
Distribución de electricidad	3.253	13,1	3.189	13,1	2,0
<i>España</i>	824	3,3	826	3,4	(0,2)
<i>Moldavia</i>	235	0,9	242	1,0	(2,9)
<i>Latinoamérica</i>	2.194	8,9	2.121	8,7	3,4
Gas	12.121	49,0	12.114	49,8	0,1
<i>Infraestructuras</i>	314	1,3	313	1,3	0,3
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	11.807	47,7	11.801	48,5	0,1
Electricidad	6.768	27,4	6.769	27,8	0,0
<i>España</i>	5.822	23,5	5.841	24,0	(0,3)
<i>Global Power Generation</i>	946	3,9	928	3,8	1,9
CGE	272	1,1	-	-	-
Otras actividades	628	2,5	609	2,5	3,1
Ajustes de consolidación	(3.039)	(12,3)	(2.960)	(12,2)	2,7
Total	24.742	100,0	24.322	100,0	1,7

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de diciembre de 2014 asciende a 24.742 millones de euros y registra un aumento del 1,7% respecto al del año anterior, en gran medida debido a la incorporación al perímetro de consolidación desde el 30 de noviembre de 2014 de Compañía General de Electricidad que ha compensado el efecto negativo del tipo de cambio de la devaluación de las monedas locales latinoamericanas y la disminución de los ingresos debida a las medidas regulatorias tanto en distribución y generación de electricidad como en distribución de gas en España.

Ebitda

	2014 %s/total		2013 %s/total		% 2014/2013
Distribución de gas	1.542	31,8	1.671	34,4	(7,7)
<i>España</i>	871	17,9	917	18,9	(5,0)
<i>Italia</i>	66	1,4	69	1,4	(4,3)
<i>Latinoamérica</i>	605	12,5	685	14,1	(11,7)
Distribución de electricidad	970	20,0	950	19,6	2,1
<i>España</i>	585	12,0	575	11,9	1,7
<i>Moldavia</i>	37	0,8	35	0,7	5,7
<i>Latinoamérica</i>	348	7,2	340	7,0	2,4
Gas	1.190	24,5	1.145	23,6	3,9
<i>Infraestructuras</i>	288	5,9	258	5,3	11,6
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	902	18,6	887	18,3	1,7
Electricidad	1.003	20,7	982	20,3	2,1
<i>España</i>	782	16,1	762	15,8	2,6
<i>Global Power Generation</i>	221	4,6	220	4,5	0,5
CGE	36	0,7	-	-	-
Otras actividades	112	2,3	101	2,1	10,9
Total	4.853	100,0	4.849	100,0	0,1

El ebitda consolidado del ejercicio 2014 alcanza los 4.853 millones de euros, con un aumento del 0,1% respecto al del ejercicio anterior 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 del Real Decreto-ley 8/2014 en la actividad de distribución de gas y la depreciación de las monedas en su traslación contable a euros.

Los impactos diferenciales con respecto al año anterior de las medidas regulatorias del Real Decreto-ley 9/2013 que afecta a las actividades de distribución y generación de electricidad en España, que entró en vigor el 14 de julio de 2013 y por tanto no tuvo impacto en el primer semestre de 2013, así como del Real Decreto-ley 8/2014 que afecta a las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014 ascienden a 141 millones de euros en el ebitda.

Asimismo, la depreciación de las monedas en su traslación a euros ha tenido un impacto en el ebitda del año 2014 de 70 millones de euros superior al de 2013 y ha sido causado, fundamentalmente, por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.

Las actividades reguladas de gas y electricidad en Europa suponen un 32,1% en su conjunto, mientras que Latinoamérica representa el 24,8% del total consolidado.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta en un 3,7% y representa un 44,7% del total consolidado frente a un 43,2% en el año anterior. Por el otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España desciende un 2,7% y reduce su peso relativo en el total consolidado al 55,3%.

Resultado de explotación

	2014 %s/total		2013 %s/total		% 2014/2013
Distribución de gas	1.096	34,4	1.221	40,4	(10,2)
<i>España</i>	572	18,0	621	20,5	(7,9)
<i>Italia</i>	39	1,2	44	1,5	(11,4)
<i>Latinoamérica</i>	485	15,2	556	18,4	(12,8)
Distribución de electricidad	527	16,5	568	18,8	(7,2)
<i>España</i>	370	11,6	357	11,8	3,6
<i>Moldavia</i>	31	1,0	29	1,0	6,9
<i>Latinoamérica</i>	126	3,9	182	6,0	(30,8)
Gas	995	31,2	963	31,9	3,3
<i>Infraestructuras</i>	198	6,2	160	5,3	23,8
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	797	25,0	803	26,6	(0,7)
Electricidad	315	9,9	281	9,3	12,1
<i>España</i>	198	6,2	159	5,3	24,5
<i>Global Power Generation</i>	117	3,7	122	4,0	(4,1)
CGE	20	0,6	-	-	-
Otras actividades	237	7,4	(11)	(0,4)	-
Total	3.190	100,0	3.022	100,0	5,6

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de diciembre de 2014 ascienden a 1.619 millones de euros y registran un aumento del 0,4%. Las dotaciones a provisiones por morosidad se sitúan en 302 millones de euros frente a 226 millones de euros en el año 2013.

Los resultados procedentes de la enajenación de activos de 258 millones de euros en el presente ejercicio frente a 11 millones de euros en el año anterior sitúan el beneficio operativo en 3.190 millones de euros, un 5,6% superior al del año anterior.

Resultado financiero

El resultado financiero de 2014 es de 801 millones de euros (803 millones de euros en 2013) inferior al ejercicio anterior debido al efecto de un menor saldo de deuda bruta, aunque a un coste ligeramente superior, así como un menor volumen de tesorería remunerada a tipos inferiores.

Resultado de entidades 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), varias sociedades de distribución eléctrica y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de generación eléctrica renovable y cogeneración en España.

En el año 2014 el resultado es de -474 millones de euros frente a -62 millones de euros en el año anterior. La variación más relevante corresponde a la dotación de un deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas por importe de 485 millones de euros (70 millones de euros en 2013) y de la participación en Nueva Generadora del Sur, S.A. por importe de 25 millones de euros.

Unión Fenosa Gas es una participada de control conjunto, consolidada por integración proporcional hasta el ejercicio 2013 y, en aplicación de la NIIF 11, integrada por el método de la participación en 2014.

En el ejercicio 2013 se incluía un deterioro de 70 millones de euros correspondiente a la pérdida por deterioro del valor total asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural Egyptian Natural Gas Holding. Unión Fenosa Gas inició en el ejercicio 2013 acciones legales en defensa de sus derechos contractuales, llegándose a suscribir un acuerdo transitorio con el suministrador para el restablecimiento del suministro.

Del análisis de deterioro realizado en el ejercicio 2013, que consideraba la reanudación de las entregas de gas en los nuevos plazos acordados con el suministrador, no se derivaba ningún deterioro adicional de Unión Fenosa Gas.

Como consecuencia de que en el ejercicio 2014 se ha producido un incumplimiento sustancial de dichos acuerdos por parte del suministrador egipcio, se ha puesto de manifiesto la necesidad de actualizar el análisis de deterioro para la globalidad de la inversión en la participada resultando en la necesidad de dotar un deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas por importe de 485 millones de euros.

Nueva Generadora del Sur, S.A. es una sociedad de generación eléctrica que opera la central de ciclo combinado del campo de Gibraltar. Como consecuencia de una sentencia del Tribunal superior de Justicia de Andalucía que ha ordenado el desmantelamiento de la línea de evacuación de energía se ha producido una parada temporal de la actividad de dicha central, iniciándose las actuaciones encaminadas a la obtención de un trazado alternativo, poniéndose de manifiesto la necesidad de

actualizar el test de deterioro para la globalidad de la inversión en la participada. El resultado del análisis de deterioro realizado en el ejercicio 2014 ha puesto de manifiesto la necesidad de dotar un deterioro de la participación en Nueva Generadora del Sur, S.A. por importe de 25 millones de euros.

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, la producción fue superior en un 2,5% a la del año anterior como consecuencia del mayor despacho por parte de la autoridad eléctrica de ese país.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas en el 2014 ha alcanzado un volumen de 38.705 GWh frente a los 48.455 GWh registrados en el año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 23.992 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, lo que supone un incremento del 17% con respecto al del año anterior. Estas magnitudes están al 100%.

Impuesto sobre beneficios

Gas Natural SDG, S.A. es la sociedad dominante del grupo Consolidado fiscal 59/93, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos, lo que implica la determinación de forma conjunta del resultado fiscal del grupo y las deducciones y bonificaciones a la cuota.

El resto de sociedades de Gas Natural Fenosa tributan de forma individualizada de acuerdo con sus respectivos regímenes, salvo el caso de varias sociedades dependientes en Italia que tributan en un grupo consolidado fiscal propio.

El tipo impositivo efectivo contable ha ascendido en el ejercicio 2014 al 13,4% (23,1% en el ejercicio 2013).

En el ejercicio 2014, la diferencia entre el tipo impositivo efectivo contable y el nominal corresponde básicamente a:

- la aplicación de la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios por la plusvalía de la enajenación de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.
- la revaluación de los impuestos diferidos por la reforma tributaria en España.

El 27 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, estableciéndose una disminución del tipo de general de gravamen del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016. Como consecuencia de esta reducción del tipo de gravamen general se ha procedido a revaluar los activos y pasivos por impuestos diferidos en función de su período estimado de reversión, resultando un menor gasto en el epígrafe de "Gasto por Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de resultados consolidada por un importe de 325 millones de euros.

El impacto más significativo tiene como origen la revaluación de los impuestos diferidos de pasivo por la valoración de la combinación de negocios de Unión Fenosa. Estos impuestos diferidos se generaron por la parte de la revalorización de activos sin efecto fiscal y se reversan conforme se amortizan los activos al tipo nominal.

En consecuencia, esta revaluación de impuestos diferidos conforme a los nuevos tipos de gravamen corresponde a un impacto contable en la cuenta de resultados sin impacto en los flujos de efectivo por impuestos sobre beneficios.

En el ejercicio 2013, la diferencia entre el tipo impositivo efectivo contable y el nominal corresponde básicamente al efecto de la actualización de balances conforme a la Ley 16/2012, de 27 de diciembre.

Participaciones no dominantes

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden fundamentalmente a los resultados de las participaciones no dominantes en EMPL, en CGE, a las sociedades de distribución de gas en Brasil, Colombia y México y a las sociedades de distribución de electricidad en Panamá y Colombia.

El resultado atribuido a las participaciones no dominantes en el ejercicio 2014 asciende a 196 millones de euros, cifra 17 millones de euros inferior a la del año anterior. Este importe incluye 5 millones de euros correspondientes a los intereses devengados desde la emisión de las obligaciones perpetuas subordinadas.

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2014	2013	%
Inversiones materiales e intangibles	1.799	1.455	23,6
Inversiones financieras	2.590	142	-
Total inversiones	4.389	1.597	174,8

Las inversiones materiales e intangibles del año 2014 alcanzan los 1.799 millones de euros, con un incremento del 23,6% 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 en 2014 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición del 96,72% del capital de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) por 2.519 millones de euros, además de las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 en la construcción de la central hidráulica de Torito de 50 MW de potencia por 58 millones de euros.

Las inversiones financieras de 2013 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición de una participación del 14,9% en Medgaz por 101 millones de euros (junto con la parte proporcional del préstamo del accionista) y a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 por 37 millones de euros.

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

	2014	2013	%
Distribución de gas	708	488	45,1
<i>España</i>	335	279	20,1
<i>Italia</i>	25	28	(10,7)
<i>Latinoamérica</i>	348	181	92,3
Distribución de electricidad	356	357	(0,3)
<i>España</i>	218	215	1,4
<i>Moldavia</i>	15	14	-
<i>Latinoamérica</i>	123	128	(3,9)
Gas	228	40	470,0
<i>Infraestructuras</i>	192	13	-
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	36	27	33,3
Electricidad	308	420	(26,7)
<i>España</i>	142	175	(18,9)
<i>Global Power Generation</i>	166	245	(32,2)
CGE	39	-	-
Otras actividades	160	150	6,7
Total	1.799	1.455	23,6

El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que aumenta en un 45,1% y representa el 39,4% del total consolidado. En cuanto a la distribución de electricidad se mantienen a niveles similares al año y destaca el crecimiento del 1,4% en España. La actividad de gas alcanza el 12,7% de la cifra total debido a la incorporación de un nuevo buque metanero a la flota de Gas Natural Fenosa.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España aumentan en un 25,6% y las inversiones en el exterior se incrementan en un 20,9%. Este incremento se debe, en buena medida, al registro en el último trimestre de 2014 de parte de los compromisos para el período 2014-2016 en la distribución de gas en Brasil.

Patrimonio neto

A 31 de diciembre de 2014 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 18.020 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 14.141 millones de euros y representa un crecimiento del 20,4% respecto al 31 de diciembre de 2013.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2014 el número total de acciones ordinarias es de 1.000.689.341 acciones, representadas por medio de anotaciones en cuenta con un valor nominal de 1 euro por acción. Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

A 31 de diciembre de 2014, de acuerdo a la información pública disponible o a la comunicación realizada a la propia Sociedad, las participaciones más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. son las siguientes:

	% participación
Grupo "la Caixa"	34,4
Grupo Repsol	30,0
Sonatrach	4,0

El 18 de noviembre de 2014 Gas Natural Finance, B.V. cerró una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas con garantía de Gas Natural SDG, S.A. por un importe de 1.000 millones de euros. El tipo de emisión se ha fijado en el 99,49% de su valor nominal lo que supone una emisión neta de 993 millones de euros. Las obligaciones devengan un interés definido como un tipo de interés de referencia más un margen. El tipo de interés de referencia será el tipo *swap* a 8 años (equivalente en el momento inicial al 0,77%) revisable cada 8 años.

Gas Natural Fenosa, tras analizar las condiciones de esta emisión, de acuerdo con la NIC 32, ha procedido a contabilizar el efectivo recibido con abono al epígrafe "Participaciones no dominantes" incluido dentro del patrimonio neto del Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2014, por considerar que la emisión no cumple las condiciones establecidas para su consideración como pasivo financiero, dado que Gas Natural Fenosa Finance, B.V. no mantiene el compromiso contractual de entrega de efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros, estando las circunstancias que le obligan a ello enteramente a discreción de Gas Natural Fenosa Finance, B.V.

Para información adicional referirse a la Nota 12 de la Memoria Consolidada.

Ejercicio 2014

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2014 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar 909 millones de euros a dividendos. Esta propuesta representa un *pay-out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos superior al 4,4% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2014 de 20,81 euros por acción.

El pasado 8 de enero de 2015 ya se distribuyó un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2014 de 0,397 euros por acción en efectivo. Asimismo, de acuerdo a la propuesta, el pago del dividendo complementario de 0,511 euros por acción será realizado también en efectivo.

Ejercicio 2013

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2013 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar 898 millones de euros a dividendos. Esta propuesta supone 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.

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó, en su reunión del 29 de noviembre de 2013, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2013 de 0,393 euros por acción, por un importe total de 393 millones de euros, a pagar a partir del día 8 de enero de 2014.

Deuda financiera neta

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	2014	2013	%
Deuda financiera neta	16.942	14.252	18,9

A 31 de diciembre de 2014 la deuda financiera neta alcanza los 16.942 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 48,5%.

Los ratios de Deuda neta/Ebitda y Ebitda/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de diciembre de 2014 en 3,5x (3,2x si se incorpora el ebitda de CGE del periodo enero a noviembre 2014) y en 6,6x, respectivamente.

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2015	2016	2017	2018	Post 2019
Vencimientos de la deuda neta	799	765	2.917	2.913	9.548

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2014.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 95,3% tiene vencimiento igual o posterior al año 2016. La vida media de la deuda neta se sitúa alrededor de 5 años.

Considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas, el 78,0% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 22,0% restante a tipo variable. El 4,7% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 95,3% restante a largo plazo.

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de diciembre de 2014 se sitúan en 5.312 millones de euros e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de 3.245 millones de euros, el programa de *Euro Commercial Paper* (ECP) por 446 millones de euros, y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores y de Valores Comerciales en Panamá, el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia y los programas de emisión en Chile, que conjuntamente suponen 1.621 millones de euros.

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 a 31 de diciembre de 2014 asciende a 10.755 millones de euros.

Durante el ejercicio 2014 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 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 pasado mes de julio, y un segundo tramo por importe 225 millones de euros dispuesto en el mes de septiembre de 2014. Adicionalmente, en diciembre se firmó una línea de financiación para proyectos de eficiencia energética con el BEI por importe de 75 millones de euros, de los que se han dispuesto 22 millones de euros, quedando disponible el saldo restante.



Estos préstamos del BEI ponen de manifiesto la solidez del proyecto de Gas Natural Fenosa, que cumple con los estándares de viabilidad, calidad y medioambiente que exige el Banco Europeo de Inversiones.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2014 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	31.12.2014	%
EUR	12.680	74,9
CLP	2.292	13,5
US\$	804	4,8
COP	629	3,7
MXN	278	1,6
BRL	259	1,5
Total deuda financiera neta	16.942	100,0

En la Nota 3.4.2 de la Memoria consolidada se detallan los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades de Gas Natural Fenosa.

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 pesar de las dificultades macroeconómicas y financieras del entorno, Gas Natural Fenosa mantiene una sólida posición financiera y de liquidez. A 31 de diciembre de 2014 las disponibilidades de liquidez son las siguientes:

Fuente de liquidez	Disponibilidad 2014
Líneas de crédito comprometidas	6.932
Líneas de crédito no comprometidas	394
Préstamos no dispuestos	53
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	3.572
Total	10.951

Adicionalmente, se dispone de capacidad para emitir deuda no utilizada por importe de 5.312 millones de euros detallada anteriormente.

A 31 de diciembre de 2014 el efectivo y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 10.951 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses.

El detalle del fondo de maniobra a 31 de diciembre es el siguiente:

(Millones de euros)	2014	2013
Activos corrientes operativos ¹	6.482	5.787
Pasivos corrientes operativos ²	(5.012)	(4.438)
	1.470	1.349

¹ Incluye Existencias, Clientes por ventas y prestaciones de servicios y Otros deudores.

² Incluye Proveedores, Otros acreedores y Otros pasivos corrientes sin considerar el dividendo a pagar.

El plazo medio de pago a proveedores de Gas Natural Fenosa asciende a 27 días.

Análisis de obligaciones contractuales y operaciones fuera de balance

El detalle de obligaciones contractuales, operaciones fuera de balance y pasivos contingentes de Gas Natural Fenosa se incluye en la Nota 33 de la memoria de las Cuentas anuales consolidadas.

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Distribución de gas

2.5.1 Distribución gas España

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.200	1.283	(6,5)
Aprovisionamientos	(20)	(26)	(23,1)
Gastos de personal, neto	(71)	(75)	(5,3)
Otros gastos/ingresos	(238)	(265)	(10,2)
Ebitda	871	917	(5,0)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(292)	(288)	1,4
Dotación a provisiones	(7)	(8)	(12,5)
Resultado de explotación	572	621	(7,9)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 1.200 millones de euros siendo inferior al ejercicio anterior en 83 millones de euros derivado principalmente por la remodelación del modelo retributivo y por la disminución de la demanda de gas.

El ebitda se sitúa en los 871 millones de euros, inferior en un 5,0% al del año 2013, afectado por los ajustes a la retribución de las actividades reguladas del gas establecidos por el Real Decreto-Ley 8/2014, en vigor desde el 5 de julio de 2014.

Entorno de mercado

El gas vehiculado en el mercado español en 2014 ascendió a 290.991 Gwh (321.901 Gwh en 2013) mientras que el GNL unicliente vehiculado ascendió a 8.950 Gwh (9.954

Gwh en 2013) lo que supone una demanda total de gas de 299.941 Gwh (331.855 Gwh en 2013).

Las ventas de la actividad regulada de gas de Gas Natural Fenosa en España en su conjunto descienden en un 10,1% (-19.373 GWh).

La demanda de gas sujeta a remuneración de distribución menor a 60 bares ha disminuido en un 9,2% (-13.319 GWh) por una climatología más calurosa, siendo el año más cálido de los últimos quince años, con un diferencial de 251 grados-día (suma de valores de las diferencias diarias acumuladas entre la temperatura media y 15°C) así como por la disminución de demanda en el mercado industrial de la cogeneración afectada por las nuevas medidas regulatorias.

Principales magnitudes

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

	2014	2013	%
Ventas – ATR (GWh)	171.816	191.189	(10,1)
Red de distribución (Km)	48.931	47.678	2,6
Incremento de puntos de suministro, en miles	54	47	14,9
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.226	5.172	1,0

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 el año 2014 en 1.253 km, permitiendo la gasificación de 48 nuevos municipios, alcanzando un total de 1.147 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.226 mil puntos de suministro.

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, ha supuesto una reducción de la retribución de aproximadamente 48 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 Italia

El negocio en Italia incluye además las ventas de gas a tarifa.

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	88	94	(6,4)
Aprovisionamientos	-	(3)	-
Gastos de personal, neto	(11)	(11)	-
Otros gastos/ingresos	(11)	(11)	-
Ebitda	66	69	(4,3)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(27)	(25)	8,0
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	39	44	(11,4)

El ebitda alcanza los 66 millones de euros, un 4,3% inferior respecto al del año anterior.

La reducción se debe fundamentalmente a la menor remuneración por el nuevo modelo regulatorio de retribución, compensada en parte por el mejor comportamiento de los gastos netos. El nuevo modelo regulatorio considera la reducción que se ha producido en la tasa de impuestos en el país (-4%) lo que supone una mejora asociada en el resultado neto.

Principales magnitudes

	2014	2013	%
Ventas – ATR (GWh)	3.407	3.786	(10,0)
Red de distribución (Km)	7.100	6.958	2,0
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	457	455	0,4

La actividad de distribución de gas alcanza los 3.407 GWh, con una disminución del 10,0% respecto al año 2013 por una climatología más calurosa.

La red de distribución al 31 de diciembre de 2014 asciende a 7.100 km, con un aumento de 142 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 456.734 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un crecimiento del 0,4% respecto al 31 de diciembre de 2013.



2.5.3 Distribución gas Latinoamérica

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.

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	3.451	3.224	7,0
Aprovisionamientos	(2.513)	(2.202)	14,1
Gastos de personal, neto	(86)	(96)	(10,4)
Otros gastos/ingresos	(247)	(241)	2,5
Ebitda	605	685	(11,7)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(104)	(109)	(4,6)
Dotación a provisiones	(16)	(20)	(20,0)
Resultado de explotación	485	556	(12,8)

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 3.451 millones de euros y registra un incremento del 7,0%, con un volumen de ventas un 9,6% superior al del año anterior.

El ebitda alcanza los 605 millones de euros, con un descenso del 11,7% respecto al 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 (-8,4%), Argentina (-35,4%), Colombia (-5,8%) y México (-3,8%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda disminuiría en 4,5%.

La aportación de Brasil representa un 49,6% del ebitda con un volumen de ventas un 18,8% superior respecto al del año anterior debido principalmente a las ventas de gas destinadas al mercado de generación.

Colombia aporta un 28,6% del ebitda, destacando un incremento del 30,9% en el volumen de ventas, atribuible principalmente al crecimiento del mercado industrial.

El ebitda de México representa un 20,5% del conjunto del negocio, registrando un crecimiento del 5,1% respecto al año anterior, incrementándose el margen de energía un 9,5%, debido a los mayores márgenes en los mercados doméstico/comercial e industrial.

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):	249.067	227.377	9,5
Ventas de gas a tarifa	158.695	144.323	10,0
ATR	90.372	83.054	8,8
Red de distribución (Km)	70.890	69.053	2,7
Incremento de puntos de suministro, en miles	272	231	17,7
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	6.593	6.321	4,3

Las principales magnitudes físicas por países en 2014 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	71.951	105.682	24.522	46.912	249.067
Incremento vs.2013 (%)	(1,7)	18,8	30,9	0,9	9,5
Red de distribución	24.387	6.781	20.699	19.023	70.890
Incremento vs 31/12/2013 (km)	355	305	406	771	1.837
Puntos de suministro, en miles (a	1.586	938	2.635	1.434	6.593
Incremento vs. 31/12/2013, en miles	30	39	117	86	272

En el ejercicio 2014 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.593.000 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 272.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia con un aumento de 117.021.

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 249.067 GWh con un incremento del 9,5% respecto a las ventas registradas en 2013.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.837 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 70.890 km a finales de diciembre de 2014, lo que representa un crecimiento del 2,7%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 771 km.

Los aspectos más relevantes en relación con la actividad en el área durante el año 2014 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 de 2014. 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 la distribución las necesidades del negocio y el incremento de inflación. Continúa el esfuerzo en contención de gastos ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanza niveles en torno al 40%.
- La evolución del negocio en Brasil confirma una senda muy satisfactoria en el cuarto trimestre del año, con un crecimiento en las puestas en servicio doméstico/comercial del 13,9%. Las ventas para el mercado de generación y ATR superaron en un 29,3% las de 2013, al mantenerse la situación de escasez de lluvias y los bajos niveles de los embalses. Las reservas de agua se sitúan en diciembre de 2014 en el 19,4%, 46,9 p.p. por debajo de la media histórica (66,2% 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.
- Continúan las conversaciones entre Gas Natural Fenosa y la brasileña CEMIG, posteriores a la firma del acuerdo en el segundo trimestre de 2014, para la potenciación del desarrollo de la red de distribución de gas natural en Brasil.
- En Colombia las ventas de gas y ATR crecen de forma significativa respecto al año anterior en un 30,9% debido principalmente al mayor volumen industrial (+72,9%) 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 1,1%, situándose en 117.021 clientes, volumen que se espera mantener en los próximos años a pesar del alto grado de saturación existente. En el ámbito de los negocios no regulados resalta el crecimiento del 51,5% en la venta de aparatos respecto al ejercicio anterior, destacando la comercialización de calefactores con un aumento del 70,8% y los calentadores de agua con un incremento a su vez del 26,2%.
- 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 62,8% en el conjunto del año con un 20,8% 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, destaca el aumento del 10,0% en el segmento doméstico/comercial por el mayor consumo unitario doméstico y la mayor base de clientes, el incremento del 9,1% en el sector industrial por el mayor consumo de las grandes empresas industriales de las zonas de Bajío Norte y Monterrey compensado por la disminución por la ventas de ATR del 3,7%.

Siguiendo con el proceso de expansión en México, en el último trimestre del 2014 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México adjudicó a Gas Natural Fenosa el servicio de gas natural en dos nuevas zona de distribución: Noroeste (que abarca poblaciones de los estados de Sonora y Sinaloa) y Sinaloa. El

mercado potencial conjunto de ambas licitaciones se estima en casi un millón de viviendas en el largo plazo. Se prevé iniciar el suministro a partir del tercer trimestre de 2016.

La zona de Noroeste incluye los municipios de Cajeme y Navojoa, en Sonora; y Ahome, Choix, El Fuerte, Guasave y Salvador Alvarado, en Sinaloa. Todos ellos se encuentran situados en el corazón de una de las regiones agrícolas más ricas del país.

La zona de Sinaloa se extiende a los municipios de Culiacán, Elota, Novalato y Mazatlán, que concentra una alta actividad turística.

- 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.

Distribución de electricidad

2.5.4 Distribución electricidad España

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	824	826	(0,2)
Aprovisionamientos	(2)	-	-
Gastos de personal, neto	(93)	(100)	(7,0)
Otros gastos/ingresos	(144)	(151)	(4,6)
Ebitda	585	575	1,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(215)	(212)	1,4
Dotación a provisiones	-	(6)	-
Resultado de explotación	370	357	3,6

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 en el año 2014 alcanza los 585 millones de euros con un aumento del 1,7% con respecto al cierre de 2013. El importe neto de la cifra de negocio disminuye en un 0,2% por los efectos derivados de la nueva regulación. La evolución mencionada de la cifra de negocio se ve compensada por el mejor comportamiento de los gastos, tanto operativos como de personal.

Principales magnitudes

	2014	2013	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	31.641	32.263	(1,9)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.673	3.668	0,1
TIEPI (minutos)	48	47	2,1
Índice de pérdidas de red (%)	8,7	8,6	1,2

La energía suministrada disminuye un 1,9%, por encima de la caída de la demanda de distribución nacional que se situó en diciembre de 2014 en 240.217 GWh (243.126 GWh en 2013) lo que supone una disminución del 1,2% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

El número de puntos de suministro se sitúa por encima del año anterior, recuperándose la senda de crecimiento.

La calidad de suministro, en Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI), ligeramente por encima del 2013 a pesar de los temporales de enero y febrero de 2014.

2.5.5 Distribución electricidad Moldavia

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	235	242	(2,9)
Aprovisionamientos	(182)	(188)	(3,2)
Gastos de personal, neto	(6)	(7)	(14,3)
Otros gastos/ingresos	(10)	(12)	(16,7)
Ebitda	37	35	5,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(6)	(6)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	31	29	6,9

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

El incremento del ebitda se debe a mejora en los indicadores de pérdidas, mejoras de eficiencia y contención de gastos. Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el crecimiento del ebitda es del 14,7%.

Principales magnitudes

	2014	2013	%
Ventas actividad de electricidad (GWh) – ventas a tarifa	2.621	2.541	3,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	856	846	1,2
Índice de pérdidas de red (%)	9,4	10,7	(12,1)

El plan de mejora de la gestión que Gas Natural Fenosa continúa desarrollando en Moldavia en relación con los procesos asociados al control de energía que circula por las redes de distribución, los procesos operativos asociados al ciclo de la gestión comercial y la optimización de las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones, está permitiendo cumplir los objetivos planificados y la mejora permanente de los indicadores operativos básicos:

- La energía suministrada presenta un incremento del 3,1% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas.
- Los puntos de suministro alcanzan los 856.489, lo que supone un crecimiento del 1,2% respecto al cierre de 2013 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

2.5.6 Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia y Panamá.

Desde el 1 de febrero de 2013 deja de incorporarse al perímetro de consolidación el negocio de distribución de electricidad en Nicaragua por haberse llevado a cabo su enajenación.

Gas Natural Fenosa seguirá operando sus dos distribuidoras eléctricas (Edemet y Edechi) en Panamá durante los próximos 15 años. El pasado 14 de agosto de 2013 la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) panameña adjudicó el 51% de las acciones de Edemet y Edechi a Gas Natural Fenosa, que presentó la única oferta por ambas compañías. El estado panameño conserva el 48% y los accionistas minoritarios el resto.

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.194	2.121	3,4
Aprovisionamientos	(1.622)	(1.559)	4,0
Gastos de personal, neto	(52)	(57)	(8,8)
Otros gastos/ingresos	(172)	(165)	4,2
Ebitda	348	340	2,4
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(62)	(65)	(4,6)
Dotación a provisiones	(160)	(93)	72,0
Resultado de explotación	126	182	(30,8)

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 348 millones de euros aumentando un 2,4% frente al 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 7,4%.

El negocio de distribución de Colombia aporta 242 millones de euros de ebitda, lo que supone un aumento del 6,6% 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 del año 2014 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por 106 millones de euros.

Para reducir las pérdidas de energía se ha procedido, entre otras actuaciones, a incrementar la facturación puesta al cobro correspondiente a clientes de las zonas afectadas con el consiguiente incremento de las provisiones relacionadas.

Principales magnitudes

	2014	2013	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	17.150	16.443	4,3
Tarifa	16.102	15.406	4,5
ATR	1.048	1.037	1,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.032	2.925	3,7

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 17.150 GWh, con un incremento del 4,3% 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 5,8%, 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 3,7%.

Las principales magnitudes físicas por países en 2014 son las siguientes:

	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad	12.655	4.495	17.150
Incremento vs. 2013 (%)	6,1	5,1	4,3
Puntos de suministro, en miles	2.480	552	3.032
Incremento vs. 31/12/2013, en miles	84	23	107
Índice de pérdidas de red (%)	16,7	10,2	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.

El indicador de pérdidas de Colombia se mantiene por debajo de los niveles registrados en 2013, mientras que el de Panamá permanece prácticamente en línea.

Gas

2.5.7 Infraestructuras

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	314	313	0,3
Aprovisionamientos	(8)	(32)	(75,0)
Gastos de personal, neto	(4)	(4)	-
Otros gastos/ingresos	(14)	(19)	(26,3)
Ebitda	288	258	11,6
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(90)	(98)	(8,2)
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	198	160	23,8

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en 2014 alcanza los 314 millones de euros, con un aumento del 0,3%.

El ebitda de 2014 se eleva hasta los 288 millones de euros, un 11,6% superior al del año anterior debido principalmente a la mayor utilización de la flota propia y al incremento de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa en el año 2014.

Principales magnitudes

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

	2014	2013	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	120.558	122.804	(1,8)
Portugal-Marruecos	34.671	38.023	(8,8)
España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	85.887	84.781	1,3

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 120.558 GWh, un 1,8% inferior al año anterior, debido fundamentalmente a un menor volumen de gas vehiculado en el cuarto trimestre respecto al mismo período del año anterior. De esta cifra, 85.887 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 34.671 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa adquirió en 2013 un 14,9% 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 en 2014 ascienden a 8.750 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. Gas Natural Fenosa ha recurrido esta decisión e interpuesto un contencioso-administrativo. Por otro lado, la Comisión Europea cerró en julio de 2014 el proyecto piloto abierto al respecto lo que refleja que la tramitación se ha realizado de conformidad con la Normativa Europea. Recientemente la Comisión Europea ha aclarado a la Junta de Andalucía que la distribución de competencias aplicable a estos proyectos es materia exclusivamente nacional. Desde abril 2012, el área de Marismas Occidental funciona parcialmente como almacenamiento subterráneo habiéndose inyectado-extraído 960 GWh en 2014.

2.5.8 Aprovechamiento y Comercialización

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	11.807	11.801	0,1
Aprovisionamientos	(10.617)	(10.671)	(0,5)
Gastos de personal, neto	(62)	(55)	12,7
Otros gastos/ingresos	(226)	(188)	20,2
Ebitda	902	887	1,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(22)	(19)	15,8
Dotación a provisiones	(83)	(65)	27,7
Resultado de explotación	797	803	(0,7)

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 11.807 millones de euros, cifra similar a la registrada en 2013. El ebitda registra unos resultados de 902 millones de euros, con un aumento del 1,7% fundamentalmente debido a las mayores ventas en el mercado exterior.

Entorno de mercado

La demanda de gas del mercado español alcanza los 299.941 GWh en 2014 (331.855 GWh en 2013) de los cuales 48.261 GWh corresponden al mercado residencial (55.659 GWh en 2013), 200.110 GWh al mercado industrial y aprovisionamiento a terceros (219.635 GWh en 2013) y 51.570 GWh al mercado eléctrico (56.560 GWh en 2013).

La evolución de los principales índices de precios en los mercados del gas ha sido la siguiente (valores medios acumulados):

	2014	2013	%
Brent (USD/bbl)	99,1	108,7	(8,8)
Henry Hub (USD/MMBtu)	4,3	3,7	16,2
NBP (USD/MMBtu)	8,2	10,7	(23,4)
TTF (€/MWh)	21,8	26,6	(18,0)

Principales magnitudes

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

	2014	2013	%
Suministro de gas (GWh):	318.677	308.010	3,5
España:	198.117	210.506	(5,9)
Comercialización Gas Natural Fenosa	140.836	148.078	(4,9)
Residencial	25.852	30.786	(16,0)
Industrial	98.074	97.956	0,1
Electricidad	16.910	19.336	(12,5)
Aprovisionamiento a terceros	57.281	62.428	(8,2)
Internacional:	120.560	97.504	23,6
Europa mayorista	43.334	30.672	41,3
Europa minorista	2.773	2.992	(7,3)
Resto exterior	74.453	63.840	16,6
Contratos mantenimiento, en miles (a 31/12)	2.567	2.246	14,3
Contratos por cliente (a 31/12)	1,52	1,48	2,7
Cuota de mercado comercialización España	47,0%	44,6%	5,4

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 290.052 GWh y aumenta un 5,8%, fundamentalmente por la comercialización de gas natural en el exterior.

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales se ha recuperado por segundo trimestre consecutivo, y alcanza los 114.984 GWh en 2014, un 2,0% inferior al año 2013, debido fundamentalmente al menor consumo de ciclos combinados. Un menor aprovisionamiento a terceros (-8,2%) resulta finalmente en una disminución de la comercialización en España del 4,1%.

Por otro lado, la comercialización mayorista de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 117.787 GWh en el año 2014 con un aumento del 24,6% con respecto a 2013.

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 7 TWh/año.

En octubre de 2014, Gas Natural Fenosa a través de su filial Gas Natural Comercializadora, ha participado en la subasta de gas para suministro de último recurso (TUR), siendo adjudicataria de 550 GWh/a, equivalente al 35% de la cantidad subastada.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con una cartera contratada de 25,8 TWh/año con clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta autoridades locales y del sector público.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica y Luxemburgo con una cartera contratada de 7,4 TWh/año. En Holanda se afianza la posición con 6,0 TWh/año de cartera. En Alemania, donde se empezó la actividad a finales del año 2012 ya se ha contratado una cartera de 1,9 TWh/año.

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 5,1 TWh/año a cierre de 2014.

En relación al mercado exterior continúa la diversificación de mercados con ventas de gas en América y Asia. Se consolida así nuestra presencia en los principales mercados de gas natural licuado (GNL) internacionales con una posición a medio plazo en países en crecimiento o países líderes en dicho mercado. Dicha presencia se verá complementada con contratos a largo plazo que comenzarán el suministro en los próximos meses.

En el área de aprovisionamientos, en junio de 2014 Gas Natural Fenosa firmó con la compañía norteamericana Cheniere un nuevo contrato de aprovisionamiento de 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 licuefacción. La culminación de este acuerdo está condicionada a que el proyecto de construcción de la planta reciba autorización regulatoria y se garanticen los recursos necesarios para su financiación.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes proporcionando productos y servicios de calidad, gracias a este desempeño se ha alcanzado la cifra de 12,1 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 523.000 son en Italia.

Gas Natural Fenosa, pionera en la integración del suministro conjunto de ambas energías (gas y electricidad) ha superado los 1,4 millones de hogares, asimismo gran parte de estos hogares (82%) también han contratado el servicio de mantenimiento, al ofrecer unas prestaciones excelentes, de respuesta rápida y efectiva.

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 1.820.000 nuevos contratos en 2014.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa se continúa potenciando el asesoramiento personalizado a clientes mediante propuestas de optimización de potencia contratada y reducción del consumo de energía reactiva. La cartera de

servicios de mantenimiento de gas y electricidad para Pymes sigue creciendo y ha superado los 8.000 contratos a cierre de 2014. Asimismo, continúa la actividad de expansión en Portugal, superando a cierre de 2014 los 37.000 contratos.

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

El amplio y diversificado portfolio de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,6 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 149 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*, permite maximizar la calidad del servicio y satisfacción de los clientes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha crecido en un 4% en términos homogéneos respecto al 31 de diciembre de 2013.

A cierre del año 2014 Gas Natural Fenosa dispone de un total de 43 estaciones de carga de gas natural, tanto comprimido como licuado. Un total de 21 estaciones son de acceso público, 10 son de acceso privado y las 12 restantes son privadas con accesos públicos.

Electricidad

2.5.9 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 (PVPC).

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.822	5.841	(0,3)
Aprovisionamientos	(4.229)	(4.181)	1,1
Gastos de personal, neto	(145)	(156)	(7,1)
Otros gastos/ingresos	(666)	(742)	(10,2)
Ebitda	782	762	2,6
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(553)	(566)	(2,3)
Dotación a provisiones	(31)	(37)	(16,2)
Resultado de explotación	198	159	24,5

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los 5.822 millones de euros, con un ligero descenso del 0,3% respecto al año anterior y el ebitda se eleva a 782 millones de euros con un aumento en un 2,6% respecto a 2013.

Entorno de mercado

En el entorno nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó los 243.430 GWh (246.373 GWh en 2013) por lo que disminuye un 1,2% frente a la del pasado año. En términos de demanda neta, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, la demanda ha disminuido un 0,2%.

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene exportador con 3,4 TWh exportados en el año un 49,0% menos que las exportaciones acumuladas en el pasado año.

El consumo de bombeo alcanzó en el año 2014 los 5,3 TWh y es un 9,8% inferior al del año anterior.

La generación neta nacional ha disminuido un 2,6% respecto al del año anterior. En valores acumulados, la generación renovable ha disminuido el 1,1% en el año comparada con una caída de la no renovable del 3,7%.

En términos de cobertura, la generación eólica ha alcanzado en valores acumulados el 20,8%, 1,3 puntos inferior a la del año pasado.

El resto de generación renovable en términos acumulados 2014 ha aumentado un 4,4%, con especial relevancia tanto de la solar térmica, que ha aumentado un 12,9%, como de la hidráulica convencional, con un aumento del 5,5%.

La generación hidráulica convencional ha presentado un incremento acumulado en el año del 5,5%. 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 25%, es decir, estadísticamente sólo 25 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación renovable en su conjunto ha cubierto el 44,0% de la demanda, 3,9 puntos más que en el pasado año.

La generación no renovable ha presentado una disminución del 3,7% en el año, con disminuciones en todas las tecnologías, excepto nuclear y el carbón.

La generación nuclear ha aumentado un 1,0% en términos anuales.

El hueco térmico ha incrementado un 1,3% respecto al acumulado el pasado año, con una cobertura del 25,7%, 0,6 puntos superior a la registrada en 2013.

La generación con carbón ha presentado un aumento del 10,6%, con una cobertura del 16,9% frente al 15,1% del pasado año, afectado sin duda por la finalización del Real Decreto de Garantía de Suministro.

La generación con ciclos combinados ha disminuido el 12,7% respecto al año anterior. En términos de cobertura de la demanda, la cifra ha sido del 8,8%, 1,2 puntos menos que en 2013.

El resto de térmica no renovable, cogeneración básicamente, ha disminuido un 20,1% su producción respecto al año anterior.

El precio medio ponderado del mercado diario se sitúa en 42,0 €/MWh, 2,3 €/MWh por debajo del valor acumulado en el pasado año.

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

	2014	2013	%
Precio medio ponderado del mercado diario (€/MWh)	42,0	44,3	(5,2)
Carbón API 2 CIF (USD/t)	75,4	81,7	(7,7)
CO ₂ EUA (€/ton)	6,0	4,5	33,3

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):	12.122	12.088	0,3
Hidráulica	1.948	1.914	1,8
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Renovables	902	902	-
Eólica	738	738	-
Minihidráulica	107	107	-
Cogeneración y otros	57	57	-
Energía eléctrica producida (GWh):	30.542	32.897	(7,2)
Hidráulica	4.275	4.434	(3,6)
Nuclear	4.425	4.287	3,2
Carbón	5.622	5.430	3,5
Ciclos combinados	14.143	16.394	(13,7)
Renovables	2.077	2.352	(11,7)
Eólica	1.556	1.642	(5,3)
Minihidráulica	434	362	19,9
Cogeneración y otros	87	348	(75,0)
Factor de disponibilidad generación no renovable (%)	94,0	94,6	(0,6)
Ventas de electricidad (GWh):	34.718	32.941	5,4
Mercado liberalizado	28.617	25.948	10,3
PVPC/Regulado	6.101	6.993	(12,8)
Cuota de mercado de generación no renovable	18,7%	20,4%	(8,3)
Cuota de mercado de generación renovable	2,1%	2,1%	-
Cuota de mercado de comercialización	14,5%	13,5%	7,4

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa disminuye un 7,2% respecto al año anterior, básicamente por la menor generación tradicional.

La generación eólica, resto de hidráulica y cogeneración presenta una disminución del 11,7% en el conjunto del año.

La producción hidráulica es un 3,6% inferior a la de 2013. La mejora de las aportaciones en el cuarto trimestre del año permiten que el año que comenzó como húmedo continúe calificándose como medio, con un PSS (probabilidad de que el producible registrado sea superado, conforme a la serie histórica del producible medio) del 55% a cierre de año. El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 35,8% de llenado, frente al 38,2% de finales del pasado año.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 3,2% en valores acumulados, afectada por el desplazamiento de las paradas programadas.

En el cuarto trimestre se ha aplicado el Real Decreto de Garantía de Suministro quedando la producción con carbón del ejercicio en 5.622 GWh, un 3,5% superior a la del año 2013.

La generación de electricidad con ciclos combinados en términos acumulados ha sido de 14.143 GWh, un 13,7% inferior a la de 2013.

La cuota de mercado en generación tradicional acumulada a 31 de diciembre de 2014 de Gas Natural Fenosa es del 18,7%, inferior al 20,4% de 2013.

En comercialización de electricidad las ventas de 2014 han alcanzado la cifra de 34.718 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, y aumentan en un 5,4%. 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.

Las emisiones acumuladas consolidadas de CO₂ de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen de comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 11,1 millones de toneladas de CO₂ frente a los 11,5 millones de toneladas de CO₂ en el año 2013.

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período post Kyoto (2013-2020), adquiriendo los derechos y créditos de emisión necesarios a través de su participación activa tanto en el mercado secundario como en proyectos primarios y fondos de carbono.

GNF Renovables

Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) a 31 de diciembre 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 en 2014 ha sido un 11,7% inferior a la del año anterior (2.077 GWh vs 2.352 GWh). Esta disminución, se debe fundamentalmente, a la menor producción de la tecnología de cogeneración (cogeneración y purines). En la tecnología eólica se produce una disminución de la producción del 5,2%, debido a una menor eolicidad respecto al año anterior. En lo que respecta a la producción con tecnología minihidráulica se ha alcanzado una producción de 434 GWh (+19,9%).

Con fecha 16 de junio de 2014 se publicó 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 los borradores previos.

Asimismo, el pasado 1 de agosto se publicó la Orden IET/1459/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y que establecen el marco retributivo al que optarán los proyectos eólicos en tramitación de GNF Renovables en Canarias.

Durante el cuarto trimestre de 2014 se finalizaron las obras principales asociadas a la construcción del parque eólico Cordal de Montouto de 14 MW en Galicia cuya entrada en operación comercial fue en enero de 2015.

2.5.10 Global Power Generation

Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa crea la sociedad Global Power Generation con el fin de impulsar su negocio de generación internacional. La nueva sociedad incorpora los activos y negocios de generación eléctrica de Gas Natural Fenosa fuera de Europa y su creación está alineada con los objetivos establecidos en el actual plan estratégico de la compañía, que contempla el crecimiento en el mercado internacional a través del desarrollo de proyectos de generación, especialmente en Latinoamérica y Asia.

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

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	946	928	1,9
Aprovisionamientos	(619)	(616)	0,5
Gastos de personal, neto	(31)	(22)	40,9
Otros gastos/ingresos	(75)	(70)	7,1
Ebitda	221	220	0,5
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(104)	(98)	6,1
Dotación a provisiones	-	-	
Resultado de explotación	117	122	(4,1)

El ebitda de Global Power Generation en 2014 alcanza los 221 millones de euros, con un incremento del 0,5% frente al del año anterior.

En México, el ebitda aumenta un 6,6% debido fundamentalmente al mayor ingreso de capacidad asociado a un diferente calendario de mantenimientos frente al año anterior así como, por la operación, desde octubre 2014, del Parque Eólico de Bii Hioxo que aporta un ebitda de 10 millones de euros.

El ebitda de República Dominicana presenta una variación negativa del 12,0% (un 11,6% sin considerar el efecto del tipo de cambio) 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 28,3% (un 30,5% sin considerar el efecto del tipo de cambio) 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.

El ebitda de Costa Rica aumenta un 103,6% (un 97,0% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido al margen de las obras relacionadas con la interconexión entre Torito y Torito II que se han realizado para JASEC, empresa de energía provincial de Cartago, la cual tiene previsto desarrollar otra central hidráulica aguas abajo de Torito y que es la propietaria de dicho proyecto.

En Kenia el ebitda disminuye un 13,8%. El descenso se debe fundamentalmente a la fluctuación de los precios del combustible, a la menor venta de energía (por menor utilización de las plantas), así como a un incremento de gastos por replanificación de tareas de mantenimiento.

En cuanto a la central hidroeléctrica de Torito (Costa Rica) de 50 MW de potencia está finalizando el período de construcción e iniciado las pruebas de puesta en marcha y está prevista su entrada en operación comercial en el primer cuatrimestre del año 2015.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2014	2013	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.663	2.429	9,6
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	-	-
Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	11	11	-
República dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-
Potencia en construcción	50	284	
Energía eléctrica producida (GWh):	17.740	18.183	(2,4)
México	15.898	16.193	(1,8)
México (eólico)	253	-	-
Costa Rica (hidráulica)	159	239	(33,5)
Panamá (hidráulica)	74	81	(8,6)
Panamá (fuel)	28	17	64,7
República dominicana (fuel)	920	1.096	(16,1)
Kenia (fuel)	408	557	(26,8)

	2014	2013	%
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	95,9%	95,7%	0,2
Costa Rica (hidráulica)	91,0%	98,2%	(7,3)
Panamá (hidráulica y fuel)	92,3%	92,5%	(0,2)
República dominicana (fuel)	90,2%	90,3%	(0,1)
Kenia (fuel)	88,1%	86,1%	(2,3)

La producción en México es inferior a la registrada el año anterior como resultado del alargamiento del mantenimiento mayor de la central de Hermosillo realizado en 2014 así como por el menor despacho en la central de Tuxpan. Esto se ha compensado por la mayor venta de energía excedente así como por el inicio de la operación comercial del parque eólico de Bii Hioxo, desde el 1 de octubre de 2014.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto afectada por el escaso régimen de lluvias del año, el bajo despacho así como por la parada programada realizada en septiembre de 2014 en la central de Cachi, de la cual se obtiene el agua, y que también afecta a la disponibilidad del año 2014.

La mayor producción en Panamá se debe a 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 dichas centrales.

La generación en República Dominicana disminuyó un 16,1% como resultado del nivel extraordinario de la producción registrado en 2013 por la salida de recursos más eficientes del sistema así como por la menor generación hidráulica en el país, que han variado las condiciones de oferta y demanda del país, afectando a nuestra posición en la lista de mérito.

La producción con fuel en Kenia ha disminuido un 26,8% respecto al año anterior, alcanzando los 408 GWh. Este descenso se debe al menor despacho de la planta 1 en el país, como consecuencia de la entrada en operación comercial de instalaciones con tecnología más eficiente.

CGE

2.5.11 CGE

Gas Natural Fenosa y los accionistas mayoritarios de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) formado por Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz, que representaban aproximadamente el 54,19% capital social, suscribieron en octubre de 2014 un contrato de promesa de compraventa en virtud del cual Gas Natural Fenosa se comprometía a lanzar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre la totalidad del capital social de CGE y los vendedores a vender irrevocablemente sus acciones en el marco de dicha oferta.

La oferta, por el 100% de las acciones de CGE, se realizó a un precio en efectivo de 4.700 pesos chilenos por acción y concluyó exitosamente el 14 de noviembre de 2014.

Así Gas Natural Fenosa Chile, filial al 100% de Gas Natural Fenosa, es el nuevo accionista mayoritario de la mayor distribuidora de electricidad y gas en Chile con una participación del 96,72%.

Esta adquisición supone la mayor operación de compra internacional realizada por Gas Natural Fenosa y también la mayor compra de una *utility* en Latinoamérica.

Para Gas Natural Fenosa esta operación supone un hito estratégico clave que refuerza su posición en distribución de gas y electricidad en Latinoamérica y le permite entrar en el mercado energético de Chile desde una posición de liderazgo, a través de la principal empresa de distribución de electricidad y gas del país, que cuenta con más de 2,8 millones de clientes y que distribuye electricidad al 40% del mercado chileno, incluyendo parte de la capital Santiago de Chile.

Desde el punto de vista financiero, la operación no altera la solidez financiera de la compañía y acelera el cumplimiento de los objetivos comprometidos en el plan estratégico 2013-2015, aportando activos y negocios de gran calidad.

El pasado 20 de noviembre de 2014, el primer consejo de administración de la sociedad después del cierre de la Oferta Pública de Adquisición de acciones formulada, nombró por unanimidad presidente de la compañía al consejero delegado de Gas Natural Fenosa, D. Rafael Villaseca. Asimismo, en la misma sesión del consejo se acordó otros nombramientos de altos directivos de Gas Natural Fenosa como consejeros de la compañía chilena.

Resultados

	2014	2013	%
Importe neto de la cifra de negocios	272	-	-
Aprovisionamientos	(197)	-	-
Gastos de personal, neto	(21)	-	-
Otros gastos/ingresos	(18)	-	-
Ebitda	36	-	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(16)	-	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	20	-	-

Tras la adquisición de la compañía, se incorpora al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa por el método de integración global en fecha 30 de noviembre de 2014, siendo su contribución al ebitda consolidado de 36 millones de euros.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2014	2013	%
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12)	593	-	-
Red de distribución de gas (Km)	8.192	-	-
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12)	2.854	-	-
Chile	2.644	-	-
Argentina	210	-	-
Red de transporte de electricidad (Km)	3.495	-	-
Cuota mercado GLP Chile (%)	26,6%	-	-

3. Sostenibilidad

3.1 Medioambiente

Principales magnitudes

	2014	2013	% Var.
Capacidad instalada libre de emisiones (%)	20,7	19,5	6,2
Producción neta libre de emisiones (%)	14,0	13,2	6,1
Emisiones directas de GEI ¹ (Mt CO ₂ eq)	19,8	20,8	(4,8)
Emisiones de CO ₂ /generación de electricidad (t CO ₂ /GWh)	406	399	1,8
Emisiones de metano en distribución de gas (t CO ₂ eq/km red)	9,9	9,9	-
Actividad con certificación ambiental (% sobre el ebitda con certificación ambiental) ²	100,0	99,4	0,6

¹ Gases efecto invernadero. Emisiones directas correspondientes al alcance 1 conforme a "The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate accounting and reporting standard".

² El % de ebitda con certificación ambiental sobre el total ebitda grupo es aproximadamente un 80%.

Conforme a los principios ambientales de Gas Natural Fenosa, sus líneas de actuación están orientadas a garantizar el cumplimiento de la legislación, a reducir el impacto ambiental, a mitigar el cambio climático, a preservar la biodiversidad del entorno, a prevenir la contaminación y a impulsar la mejora continua.

En materia de cambio climático este año se ha seguido avanzando en los diferentes proyectos (huella, cadena de suministro, riesgos y oportunidades) si bien cabe destacar por su relevancia el lanzamiento de la iniciativa COmpensa2. En cuanto a los reconocimientos de la gestión del carbono, Gas Natural Fenosa lideró por tercer año consecutivo, la clasificación mundial dentro del grupo de las utilities según los informes *The Atlas* e *Iberia 125 Climate Change Report* elaborados por CDP. En cuanto a valores de emisión, no se han producido cambios significativos en materia de emisiones directas de CO₂ con respecto a 2013, pues de igual forma que ya ocurrió, la operación de los grupos de carbón y gas ha estado condicionada por la producción renovable y una demanda moderada. En noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa entró a formar parte del Grupo Español para el Crecimiento Verde promovido por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. El Grupo español para el Crecimiento Verde, bajo el modelo del *Green Growth Group* europeo, tiene como objetivos aumentar la participación de las empresas, compartir información, identificar las oportunidades y apoyar la presencia española en foros internacionales.

En 2014 Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo múltiples y variadas actuaciones en favor de la conservación de la biodiversidad, algunas de ellas en respuesta a los requisitos establecidos por las autoridades ambientales y otras de carácter voluntario. Así, en julio 2014 suscribió un acuerdo con la Fundación Global Nature para la materialización de nuestro compromiso con la conservación de la biodiversidad, uno de los ejes principales en la gestión ambiental de los negocios y actividades en todo el mundo.

Consciente del papel fundamental que juega el agua en el proceso productivo, y en nuestro constante compromiso con el entorno y con la gestión eficiente de los recursos naturales, Gas Natural Fenosa inició en 2014 la definición de una estrategia en materia de agua con el objeto de dar cabida a las diferentes políticas y medidas encaminadas al mayor conocimiento y a la mejora en la gestión del recurso hídrico en nuestras instalaciones. La Estrategia del Agua pretende dotar a Gas Natural Fenosa de una visión global y objetiva de la gestión actual de este recurso y definir un marco de actuación para todo el grupo. Durante los próximos años se llevará a cabo la implantación de la misma.

Otra información relevante en cuanto a las principales actuaciones en materia medioambiental, sostenibilidad, emisiones, así como las principales inversiones medioambientales, se incluye en la Nota 35 de la Memoria.

3.2 Personal

Principales magnitudes

Indicadores de naturaleza social	2014	2013	% Var.
Número de empleados a 31/12	21.961	14.415	52,3
Índice de rotación voluntaria (%)	3,3	2,3	43,5
Índice de integración (personas con discapacidad) ¹	2,3	2,1	9,5
Horas de formación por empleados	57,4	55,7	3,1
Tasa de absentismo	1,86	1,70	9,4
Días perdidos	3.035	4.184	(27,5)
Número de accidentes con baja	118	152	(22,4)

¹ España

Desarrollo humano y social

Gas Natural Fenosa ofrece a sus empleados un empleo estable y de calidad (el 96% de los puestos son de carácter indefinido) y una carrera profesional sólida, estructurada y atractiva.

Gas Natural Fenosa dispone de un modelo global de selección externa homogéneo para todas las geografías donde opera. De este modo se garantiza una única estrategia como empleador, con los mismos criterios de selección y la aplicación de las mejores prácticas en la identificación, captación y retención del talento profesional necesario para el desarrollo de los negocios.

Conscientes de que la satisfacción de los empleados depende, en gran medida, de la existencia de oportunidades de desarrollo profesional, Gas Natural Fenosa continúa ofreciendo a todos los empleados la posibilidad de participar en el Programa de Movilidad Interna. A través de este programa, las personas pueden optar a cualquier posición vacante en todas las geografías, independientemente de la localización del empleado, por lo que éste es uno de los principales pilares de la dinamización del desarrollo profesional de los empleados de la compañía.

El comportamiento ético, la promoción y respeto de la igualdad, la prevención y seguridad en el trabajo, son parte fundamental del compromiso asumido por Gas Natural Fenosa con sus empleados.

Estos principios se reflejan en la gestión diaria de la compañía a través del Código Ético, del I Convenio Colectivo, el Plan de Igualdad o el Protocolo de Prevención del Acoso Laboral, Sexual y por Razón de Sexo.

Gas Natural Fenosa apuesta por la diversidad y la inclusión. Un claro ejemplo de ello son los Programas Capacitas y Aflora, ambos impulsados con el objetivo de normalizar la integración laboral de profesionales con discapacidad. Desde que comenzamos a implementar los dos proyectos, un total de 105 personas con necesidades especiales han disfrutado de ayudas dirigidas a la inserción laboral. Como reconocimiento a



nuestra política de inclusión, Gas Natural Fenosa obtuvo el Sello Bequal Plus por ser una de las compañías energéticas pioneras en su compromiso con la discapacidad.

Gas Natural Fenosa promueve la conciliación de la vida profesional y personal gracias al importante conjunto de medidas de flexibilización laboral, servicios y beneficios adaptados a las necesidades de los empleados. De este modo, nuestros profesionales pueden configurar sus diferentes opciones vitales en congruencia con sus planes de desarrollo y los intereses de la empresa.

Formación y gestión del talento

La Gestión del Talento de Gas Natural Fenosa apuesta por el desarrollo individual y la evolución en la carrera profesional, que contribuye a definir de forma controlada y consistente el aprendizaje de nuestros profesionales para asegurar que su desarrollo esté alineado con los objetivos de la compañía.

La unidad de Gestión del Talento y Universidad Corporativa es la encargada de desarrollar a los profesionales de Gas Natural Fenosa, de todos los niveles organizativos, y de gestionar el conocimiento en todo el ámbito de la compañía. La preparación de las personas es uno de los factores de éxito de la empresa ya que son ellas quienes alcanzan los objetivos de negocio e impulsan las estrategias corporativas.

La Universidad Corporativa forma parte de diversas redes internacionales de formación empresarial, como la European Foundation for Management Development (EFMD) o el Global Council of Corporate Universities (CCU), organizaciones en las que se comparten las mejores prácticas, y mantiene una red de alianzas con instituciones académicas tanto en España como en el resto del mundo. Además, cuenta con un Consejo Asesor formado por universidades, escuelas de negocio y agentes externos como las Universidades Politécnicas de Barcelona y Madrid, el Instituto Tecnológico de Monterrey, IESE, ESADE, Boston Consulting Group que, junto a las unidades internas de Gas Natural Fenosa, asegura la conexión permanente entre la estrategia de la compañía y los programas que se llevan a cabo.

La Universidad Corporativa renovó su acreditación Corporate Learning Improvement Process (CLIP). Esta certificación que otorga la European Foundation for Management Development, reconoce la calidad de los procesos de aprendizaje y desarrollo de personas de las organizaciones de educación empresarial. Además, supone la posibilidad de dar a conocer y contrastar el modelo formativo y de gestión de Gas Natural Fenosa con un equipo de evaluadores expertos con amplios conocimientos de otras empresas multinacionales.

En esta ocasión, los evaluadores de CLIP destacaron la implicación de las áreas de negocio en el modelo de itinerarios formativos de la Universidad Corporativa y la implantación de un sistema de aprendizaje y desarrollo, basado en un modelo centralizado y un equipo interconectado con los Business Partner de Recursos Humanos.

Gas Natural Fenosa se ha propuesto lograr una mejora significativa en los niveles de seguridad y salud, por lo que está impulsando un cambio cultural cualitativo en todo el ámbito de actuación de la compañía. Desde la Universidad Corporativa, se elaboró un programa formativo estructurado en perfiles y funciones, para que cada profesional disponga de las habilidades, herramientas y conocimientos más adecuados para su ocupación. El programa combina formación presencial, virtual y visitas a operaciones de campo (obras, instalaciones, etc.).

Retribución

La política retributiva de Gas Natural Fenosa se rige por la equidad en el ámbito interno y por la competitividad desde el punto de vista del mercado. Por otro lado, la retribución del empleado depende de su inclusión en el convenio colectivo.

- El nivel retributivo de los empleados incluidos en el convenio colectivo se establece en función del grupo y subgrupo profesional al que pertenecen.
- Para aquellos no incluidos, las retribuciones se definen individualmente, según la política retributiva aprobada por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones del Consejo de Administración de la compañía.

La retribución variable, encuadrada dentro de la política retributiva de Gas Natural Fenosa, tiene como finalidad potenciar el compromiso de los empleados y motivar el mejor desempeño de sus funciones, alineándolos con los intereses a largo plazo de la Compañía y sus accionistas.

La retribución variable anual valora la aportación a la consecución de objetivos individuales en función del puesto de trabajo, relacionados con variables económico-financieras de eficiencia y crecimiento. También tiene en cuenta cuestiones de calidad y seguridad, estando directamente vinculadas al logro de los objetivos propuestos en el Plan de Dirección por Objetivos.

La Dirección por Objetivos así como la Retribución Variable Comercial, son las metodologías desplegadas en Gas Natural Fenosa para incentivar la implicación de los empleados en el logro de los objetivos de la compañía y en la participación directa en los resultados. Ambas se instrumentan a través de dos tipos de Retribución Variable Anual, en función del colectivo al cual se orienta:

- Gestión: basada en la dirección por objetivos y valoración del desempeño. Se aplica a las personas que pertenecen al colectivo de directivos y excluidos de convenio.
- Comercial: en función del cumplimiento de objetivos comerciales. Se dirige a aquellas personas que tengan una función comercial dentro del grupo.

El paquete retributivo de los empleados de Gas Natural Fenosa se complementa con un sistema de previsión social, donde está incluido el Plan de Pensiones, principal vehículo de financiación de los compromisos post-empleo.

Asimismo, Gas Natural Fenosa ofrece una serie de beneficios sociales que complementan el paquete retributivo de los empleados. El Sistema de Retribución Flexible, consolidado ya en la compañía tras su lanzamiento en 2012 para personal directivo y técnicos excluidos del ámbito de regulación del Convenio Colectivo en España, permite a los beneficiarios diseñar voluntariamente la composición de su paquete retributivo.

En 2014, la campaña realizada del Sistema de Retribución Flexible ha superado en un 25% las peticiones realizadas en el año 2013. Este porcentaje es indicativo del éxito de este sistema de retribución dentro de la compañía.

Estructura del personal

El desglose del personal al 31 de diciembre por categorías, géneros y áreas geográficas se incluye en la Nota 24 de la Memoria Consolidada.



3.3 Fiscalidad

Políticas fiscales y gestión del riesgo fiscal

Gas Natural Fenosa tiene el compromiso de actuar con responsabilidad fiscal en la gestión de sus negocios y cumplir con sus obligaciones fiscales en todos los territorios en los que opera, manteniendo relaciones adecuadas con las Administraciones Tributarias correspondientes.

Por ello, desde el ejercicio 2010 Gas Natural Fenosa está adherida al “Código de Buenas Prácticas Tributarias” elaborado por el Foro de Grandes Empresas en conjunto con la administración tributaria española. Esta iniciativa, impulsada por el Gobierno de España, tiene el objetivo de promover la transparencia, buena fe y cooperación con la Agencia Estatal de la Administración Tributaria en la práctica fiscal empresarial y la seguridad jurídica en la aplicación e interpretación de las normas tributarias.

En este sentido, la compañía se ha comprometido expresamente a: (a) evitar estructuras de carácter opaco con finalidades tributarias, (b) colaborar con las Administraciones Tributarias (c) informar regularmente al Consejo de Administración sobre las políticas fiscales aplicadas; y (d) aplicar los criterios fiscales acordes con la doctrina administrativa y la jurisprudencia.

Para garantizar que las prácticas tributarias de Gas Natural Fenosa están basadas en estos principios, el grupo cuenta con un Procedimiento General de Buenas Prácticas Tributarias.

Por otro lado, Gas Natural Fenosa cuenta con un mapa de riesgos en el que se identifican específicamente los riesgos fiscales y las controversias sobre la interpretación o aplicación del marco jurídico fiscal. La información sobre las principales actuaciones con trascendencia fiscal y la posición de la entidad para cada una de ellas se detalla en el apartado de “Litigios y arbitrajes” de la Nota 33 de las Cuentas anuales consolidadas.

En el caso de operaciones relevantes o singulares se informa al Consejo de Administración de cuáles son las consecuencias fiscales de las mismas cuando constituyen un factor relevante. La creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales debe ser informada al Consejo de Administración, a través de la Comisión de Auditoría y Control.

Atendiendo a la normativa española que determina los países que tienen la consideración de paraísos fiscales (Real Decreto 1080/1991, de 5 de julio y Real Decreto 116/2003, de 31 de enero), GAS NATURAL FENOSA mantiene cinco participaciones en sociedades constituidas en dichos territorios:

- Las participaciones del 95,0% en Buenergía Gas & Power, Ltd, del 47,5% en Ecoeléctrica Holding, Ltd y del 47,5% en Ecoeléctrica Limited, todas ellas domiciliadas en las Islas Caimán. Se trata de sociedades tenedoras directa e indirectamente de una única participación industrial que desarrolla la actividad de generación eléctrica por ciclo combinado de gas en Puerto Rico (Ecoeléctrica, L.P.) cuyas rentas tributan en este país y que no aportan ninguna ventaja fiscal para Gas Natural Fenosa.
- Las participaciones del 31,1% en Gasoducto del Pacífico (Cayman), Ltd. y del 54,8% en Gasco Grand Cayman, Ltd., ambas domiciliadas en las Islas Caimán. Se trata de sociedades sin actividad incorporadas al grupo como consecuencia de la adquisición del grupo CGE y que no aportan ninguna ventaja fiscal para Gas Natural Fenosa.

Las operaciones intragrupo realizadas con estas entidades corresponden a dividendos recibidos por importe de 17.581 miles de euros tal y como se detalla en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Contribución fiscal

Gas Natural Fenosa es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad. Los impuestos que paga representan una parte significativa de la contribución económica que realiza a los países en los que opera. Por ello, Gas Natural Fenosa presta una atención prioritaria al cumplimiento de su obligación de pagar los impuestos que, de acuerdo con las normas aplicables, resulten debidos en cada territorio.

El pago de tributos de Gas Natural Fenosa tiene una considerable importancia económica e implica un elevado esfuerzo de cumplimiento por las obligaciones formales y colaboración con la Administración tributaria.

La contribución fiscal total de Gas Natural Fenosa ascendió en el ejercicio 2014 a 3.741 millones de euros (3.550 millones de euros en el ejercicio 2013). En la siguiente tabla se muestra el total de los tributos pagados por Gas Natural Fenosa segmentado entre aquellos que suponen un gasto efectivo para el grupo (denominados tributos propios), y aquellos que se retienen o repercuten al contribuyente final (denominados tributos de terceros):

	2014			2013		
	Propios	Terceros	Total	Propios	Terceros	Total
España	940	1.819	2.759	896	1.850	2.746
Latinoamérica	480	183	663	296	260	556
Resto	106	213	319	93	155	248
Total	1.526	2.215	3.741	1.285	2.265	3.550

Por otro lado, el desglose de los tributos efectivamente pagados en el ejercicio 2014 por categorías es el siguiente (en millones de euros):

País	Tributos propios				Total	IVA	Tributos terceros		Total	Total
	Impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	Tributos energéticos	Tributos locales	Otros ⁽²⁾			Impuestos sobre hidrocarburos	Otros ⁽³⁾		
España	402	257	145	136	940	1.257	356	206	1.819	2.759
Argentina	7	6	1	23	37	9	1	15	25	62
Brasil	86	-	13	53	152	67	-	3	70	222
Colombia	84	-	24	72	180	9	-	26	35	215
Chile ⁽⁴⁾	5	-	-	-	5	4	-	2	6	11
México	51	-	-	3	54	30	-	9	39	93
Panamá	32	-	1	6	39	-	-	3	3	42
Resto LatAm	12	-	1	-	13	2	-	3	5	18
Italia	26	-	-	5	31	37	28	5	70	101
Resto	10	1	-	64	75	120	17	6	143	218
Total	715	264	185	362	1.526	1.535	402	278	2.215	3.741

(1) Corresponde al Impuesto sobre beneficios efectivamente pagado en el ejercicio. No incluye cantidades devengadas. La información sobre la conciliación entre el "Impuesto sobre beneficios" registrado y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto vigente en el país de la sociedad dominante (España) sobre el "Resultado antes de impuestos" se detalla en la Nota 20. Situación Fiscal de las cuentas anuales consolidadas.

(2) Incluye básicamente la seguridad social por la cuota empresarial y otros tributos propios específicos de cada país.

(3) Incluye básicamente retenciones a empleados y seguridad social por la cuota del empleado.

(4) Corresponde al período de diciembre de 2014 como consecuencia de la combinación de negocios realizada en fecha 30 de noviembre de 2014.

4. Principales riesgos e incertidumbres

4.1. Riesgos operativos

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

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

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.

4.1.2. 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.

4.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurables

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

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

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

b) Imagen y reputación

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

reguladores, mayores costes de financiación o mayores esfuerzos comerciales en la captación de clientes.

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

c) Medioambiente

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

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

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

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

d) Cambio climático

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

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

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

e) Exposición geopolítica

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

- Latinoamérica

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

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

- Oriente Próximo y Magreb

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

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

4.2. 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 Consolidada.

4.3. Principales oportunidades

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

- Mix de generación: El parque de generación de Gas Natural Fenosa, dominado por centrales de ciclo combinado cuenta con la flexibilidad necesaria para adaptarse a distintas situaciones de mercado, resultando un activo valioso en el aprovechamiento de oportunidades relacionadas con la volatilidad de los precios y volúmenes demandados en los mercados de gas y electricidad.

- Evolución de los mercados de CO₂: Los distintos mecanismos propuestos por la Comisión Europea orientados a incrementar el coste de los derechos de emisión tienen como objeto desincentivar el uso de tecnologías más contaminantes para contrarrestar así el efecto del cambio climático. En esta situación, el parque de Gas Natural Fenosa sería más competitivo frente al carbón, pudiendo aflorar adicionalmente oportunidades en el mercado de emisiones.
- Portfolio de aprovisionamiento de GN/GNL: La gestión de gasoductos, la participación en plantas y la flota de buques metaneros permite cubrir las necesidades de los diferentes negocios del Grupo de manera flexible y diversificada, optimizando para los distintos escenarios energéticos. Concretamente, la flota de buques metaneros convierte a Gas Natural Fenosa en uno de los mayores operadores de GNL en el mundo y referente en la cuenca Atlántica y Mediterránea.
- Equilibrada posición estructural en negocios y áreas geográficas, muchos de ellos con flujos estables, independientes del precio de las commodities, que permiten optimizar la captura de los crecimientos esperados de la demanda energética a partir de 2015 y maximizar las oportunidades de nuevos negocios en nuevos mercados.

5. Evolución previsible del grupo

5.1. Prioridades estratégicas

Con el fin de lograr los objetivos establecidos, Gas Natural Fenosa define líneas estratégicas a medio plazo que se actualizan de forma periódica, adaptándose a la coyuntura actual y futura y teniendo en cuenta las especificidades de las distintas líneas de negocio que componen la compañía.

En noviembre 2013, Gas Natural Fenosa presentó la actualización del Plan Estratégico 2013-2017 en el que se establecen las prioridades estratégicas del grupo para el período 2013-2015 así como las bases del crecimiento post 2015. Dichas prioridades estratégicas son:

- Ejecución del Plan de Eficiencia.
- Gestionar cada línea de negocio de acuerdo con las condiciones de mercado.
- Gestionar la cartera de negocio según su encaje estratégico.

a) Ejecución del Plan de Eficiencia

El objetivo principal del "Plan de Eficiencia" es reforzar la eficiencia en todos los ámbitos de la gestión operativa y la gestión de activos. Este objetivo permitirá ahorrar 300 millones de euros en 2015, a través la implantación de 90 proyectos que afectan a las áreas de operación y mantenimiento, comercialización y corporativa.

b) Gestionar cada línea de negocio de acuerdo con las condiciones de mercado.

Teniendo en cuenta el entorno de mercado, Gas Natural Fenosa ha analizado las prioridades estratégicas de cada una de las líneas de negocio, actualizando asimismo los objetivos de crecimiento del ebitda y la política de inversiones que va a seguir la compañía hasta el año 2015.

Se han establecido las siguientes actuaciones clave por línea de negocio:

Distribución gas Europa:

- Capturar potencial crecimiento orgánico.
- Continuar gestionando los aspectos regulatorios.

Distribución electricidad Europa:

- Reducir el impacto regulatorio con el plan de eficiencia.
- Gestionar el plan de inversión de acuerdo con la rentabilidad.

Gas:

- Aumentar la cuota del negocio internacional.
- Aprovechar la plataforma de GNL para capturar oportunidades de crecimiento.
- Continuar capturando oportunidades de dual fuel, servicios energéticos y eficiencia energética.
- Gestionar la eficiencia del proceso comercial.

Electricidad:

- Reducir el impacto regulatorio con el plan de eficiencia.
- Gestionar cobertura de la generación y comercialización eléctrica.

Latinoamérica:

- Explotar el potencial de crecimiento orgánico.
- Gestionar las próximas revisiones regulatorias.
- Desarrollar nuevas oportunidades en distribución de gas y generación.
- Desarrollar servicios y eficiencia energética.

c) Gestión de la cartera de negocio según su encaje estratégico

En los últimos años, Gas Natural Fenosa ha venido realizando un importante esfuerzo en materia de desinversiones. Se ha desinvertido más de 5.000 millones de euros en los últimos 5 años desde la adquisición de Unión Fenosa. La situación actual de apalancamiento genera un estado de confort para Gas Natural Fenosa y no será necesario ningún tipo de desinversión por motivos financieros. Sin embargo, se prevé seguir analizando el encaje estratégico de la cartera de negocio de la compañía hasta 2015.

En cuanto al encaje estratégico de la adquisición de CGE:

- Representa la entrada en un nuevo mercado clave en Latinoamérica con acceso inmediato a una posición líder de mercado.
- La transacción aumenta la diversificación geográfica de GNF y contribuye a un perfil de negocio/riesgo más equilibrado.
- Refuerza el liderazgo de Gas Natural Fenosa en la distribución de gas en las principales ciudades de Latinoamérica.
- Avanza en la consolidación de una plataforma de distribución eléctrica en Latinoamérica.
- Acelera la integración del negocio global de GNL de Gas Natural Fenosa en el mercado chileno, suministrando al cliente final a precios internacionales.
- Facilita la participación en proyectos de generación internacional en Chile en el corto plazo.

5.2. Prioridades financieras

El Plan Estratégico establece una política financiera compatible con los objetivos de crecimiento y dividendo:

- Líneas estratégicas definidas en el contexto de disciplina financiera.

- Flexibilidad para aumentar inversiones para un crecimiento futuro si es necesario.
- Compromiso de dividendo en efectivo.

Gas Natural Fenosa define nuevos objetivos para el año 2015 (datos en millones de euros), que se mantienen tras la adquisición de CGE:

	Objetivos 2015 con CGE
Ebitda 2015	> 5.000
Beneficio Neto	~ 1.500
Dividendo (Pay-out)	~ 62%
Inversiones 2013-2015	~5.100
Deuda Neta	~ 12.500
Deuda Neta/ Ebitda 2015	2,5x – 3,0x

5.3. Perspectivas del grupo

Según la actualización del Plan estratégico, a partir de 2015, Gas Natural Fenosa preveía entrar en nuevos mercados, centrando su foco de inversión y estrategia de crecimiento en el ámbito internacional:

- Aprovechamiento, transporte y almacenamiento de gas.
- Generación de electricidad.
- Distribución de gas.

La adquisición de CGE supone un adelanto en el cumplimiento de las aspiraciones 2017 de Gas Natural Fenosa:

- Una contribución adicional a los resultados que sostiene los planes de disciplina financiera.
- Consolida la presencia de Gas Natural Fenosa en Latinoamérica.
- Un desarrollo equilibrado de dos de las tres palancas de crecimiento del grupo (redes de distribución y gas natural licuado (GNL)).
- Establece una plataforma atractiva para crecer en la tercera palanca (generación de electricidad).

Tras la adquisición de CGE, Gas Natural Fenosa elaborará en 2015 un nuevo plan estratégico que sentará las líneas estratégicas y los objetivos del grupo para los próximos años.

Adicionalmente, alineados con esta estrategia, Gas Natural Fenosa tiene varios proyectos en marcha que a partir de 2015 se irán desarrollando, lo que proporcionará un crecimiento de volumen adicional y flexible a partir de ese año.

Entre los principales proyectos en curso en el medio plazo cabe destacar los siguientes:

- Contrato con Cheniere, que proporcionará un crecimiento de volumen adicional y flexible de gas a partir de 2016.
- Volúmenes adicionales de GNL para 2019 con Shah Deniz II (Azerbaiyán) y Yamal (Rusia).
- "Proyecto Torito" (Costa Rica) de generación hidráulica, lo que consolidará a la compañía como el primer generador privado de Costa Rica a partir de 2015.

- Licitación en 2013 para la distribución de gas natural en 4 ciudades en el sudoeste del Perú, a través de la cual se venderá y distribuirá gas a más de 60.000 hogares.

6. Actividades de I+D+i

La innovación es uno de los motores del desarrollo de Gas Natural Fenosa, por lo que destina una parte importante de sus recursos y sus esfuerzos a las actividades de I+D+i, tratando de buscar una optimización de los recursos, de desarrollar nuevas tecnologías y de mantenerse al corriente de los avances tecnológicos en los sectores en los que opera.

La inversión realizada en actividades de innovación tecnológica es la siguiente:

	2014	2013	2012	% Var
Inversión total (millones de euros)	13,7	12,5	11,3	9,6

Gas Natural Fenosa centra sus actividades de innovación en las líneas tecnológicas definidas por el Plan de Tecnología, alguna de las cuales se resumen a continuación:

- Transmisión y distribución de la electricidad: las principales actividades durante el 2014 han continuado centrándose en el desarrollo de las redes inteligentes y el almacenamiento de energía. En el caso de redes inteligentes, se ha continuado trabajando en el desarrollo de proyectos de tecnologías novedosas por medio de la automatización de la operación y mantenimiento de las infraestructuras eléctricas. Además se ha lanzado el proyecto OSIRIS con el que se quiere optimizar las funcionalidades aportadas por las redes inteligentes, aprender acerca de las incidencias en las comunicaciones de los equipos de Telegestión y mejora de la calidad de suministro eléctrico frente averías.
- Almacenamiento de energía: este concepto está llamado a ser un elemento clave en el sistema eléctrico del futuro, ya que permitirá mejorar la calidad de la energía, asegurar la estabilidad y fiabilidad del suministro y permitir una mayor y más fácil integración en la red de la electricidad de origen renovable. Por ello, se está trabajando en la búsqueda de soluciones tecnológicas que ayuden a que la red de distribución sea más eficiente. Una de las actuaciones que se están desarrollando, es el Proyecto de demostración Bateria Li-ion, para uso de baterías de Ion Litio transportables como soporte a la red de Distribución.
- Energías renovables: la actividad se centra en el desarrollo de actividades de mejora de las instalaciones. Entre los proyectos más relevantes destacan los estudios sobre la tecnología existente en el campo de las microturbinas. El gas renovable es otra de las líneas prioritarias de actuación con proyectos dirigidos a producir biometano a partir de biomasa para su inyección en la red de gas natural o para uso como combustible para el sector del transporte.
- Eficiencia y servicios energéticos: se continúa trabajando en diversos pilotos de sistemas de gestión energética en los sectores residencial y pymes con el objetivo de ampliar los servicios comerciales que ayuden a nuestros clientes a controlar y reducir su consumo energético. En este ámbito, cabe mencionar el proyecto europeo DC4Cities, cuyo objeto es optimizar la gestión energética de Centros de Datos (DCs), minimizando sus consumos y mejorando su alimentación mediante energías renovables.

- Tecnologías avanzadas de generación: se está trabajando en proyectos dirigidos a mejorar la explotación de los activos existentes y reducir el impacto ambiental de los mismos, como por ejemplo el proyecto Menos H2O, centrado en el estudio de alternativas para la reducción, reutilización y reciclado de agua en las centrales de ciclo combinado.
- Soluciones avanzadas de red de gas: se han desarrollado diferentes proyectos en el ámbito de la telemedida integrada de gas y electricidad.
- Movilidad sostenible: principalmente proyectos para el transporte marítimo y terrestre. Se ha continuado con los proyectos GARneT (Gas an Alternative for Road Transport) y LNG Bluecorridors para demostrar las ventajas del uso de gas natural licuado (GNL) como combustible limpio para los vehículos pesados de largo recorrido en carretera y se está desarrollando el proyecto Abel Matutes para la instalación del primer motor a gas natural en el ferry de pasajeros del mismo nombre.

7. Informe Anual de Gobierno Corporativo

Se incluye como Anexo a este Informe de Gestión, y formando parte integrante del mismo, el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2014, tal y como requiere el artículo 526 de la Ley de Sociedades de Capital.

8. Acciones propias

La Junta General de Accionistas, en su reunión de 20 de abril de 2010, acordó autorizar expresamente al Consejo de Administración, con facultad de delegación, para que en un plazo no superior a los cinco años pudiera adquirir a título oneroso, hasta un máximo del 10% del capital social o la cifra máxima que resultara de aplicación conforme a la normativa vigente en el momento de adquisición, acciones de la Sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca el valor nominal total de la autocartera pudiera superar el 10% del capital suscrito, o cualquier otro que legalmente se establezca.

En virtud de la mencionada autorización, durante el ejercicio 2014 se adquirieron 1.128.504 acciones propias por importe de 23 millones de euros (3.447.535 acciones propias por importe de 52 millones de euros durante el ejercicio 2013) de las que 174.998 acciones propias por importe de 3 millones de euros (163.279 acciones por importe de 3 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) 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 (Nota 3.4.14.d) y el resto fueron totalmente enajenadas por importe de 20 millones de euros (50 millones de euros a 31 de diciembre de 2013). Al cierre del ejercicio 2014 y al cierre del ejercicio 2013, Gas Natural Fenosa no poseía acciones propias en autocartera.

9. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del ejercicio se describen en la Nota 36 de la Memoria Consolidada.



GAS NATURAL FENOSA

El Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 de Gas Natural SDG, S.A. y Sociedades Dependientes, que se contiene en el presente documento, ha sido formulado por el Consejo de Administración de la Sociedad Gas Natural SDG, S.A. en sesión de 30 de enero de 2015 y se firma, a continuación, de conformidad por todos los Administradores, en cumplimiento del artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Niubó
Vicepresidente

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

D. Ramón Adell Ramón
Consejero

D. Enrique Alcántara-García
Irazoqui
Consejero

D. Xàbier Añoveros Trías de Bes
Consejero

D. Demetrio Carceller Arce
Consejero

D. Santiago Cobo Cobo
Consejero

D. Nemesio Fernández-Cuesta
Luca de Tena
Consejero

D. Felipe González Márquez
Consejero

D. Emiliano López Achurra
Consejero

D. Carlos Losada Marrodán
Consejero

D. Juan María Nin Génova
Consejero

D. Heribert Padrol Munté
Consejero

D. Juan Rosell Lastortras
Consejero

D. Luís Suárez de Lezo Mantilla
Consejero

D. Miguel Valls Maseda
Consejero



**INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO
DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS**

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA	31/12/2014
--	------------

C.I.F.	A-08015497
---------------	------------

DENOMINACIÓN SOCIAL
GAS NATURAL SDG, S.A.

DOMICILIO SOCIAL
PLAZA DEL GAS, 1, BARCELONA

**INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO
DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS**



A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
22/06/2012	1.000.689.341,00	1.000.689.341	1.000.689.341

Indique si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí

No

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su sociedad a la fecha de cierre del ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION ET LA COMMERC	40.092.780	0	4,01%
REPSOL, S.A.	300.216.871	0	30,00%
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)	0	344.611.426	34,44%

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)	CAIXABANK, S.A.	208
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)	VIDACAIXA, S.A. DE SEGUROS Y REASEGUROS	1.438
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	344.609.780

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
REPSOL, S.A.	22/05/2014	Se ha superado el 30% del capital Social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del Consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	156	0	0,00%
DON EMILIANO LOPEZ ACHURRA	1.098	0	0,00%
DON FELIPE GONZALEZ MARQUEZ	2.000	0	0,00%

Nombre o denominación social del Consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
DON MIGUEL VALLS MASEDA	7.000	0	0,00%
DON RAMON ADELL RAMON	5.000	0	0,00%
DON SALVADOR GABARRO SERRA	3.262	0	0,00%
DON ENRIQUE ALCANTARA-GARCIA IRAZOQUI	8.339	0	0,00%
DON RAFAEL VILLASECA MARCO	13.055	0	0,00%
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	0	2.000	0,00%
DON HERIBERT PADROL MUNTÉ	0	0	0,00%
DON CARLOS LOSADA MARRODAN	2.019	7.800	0,00%
DON SANTIAGO COBO COBO	684	0	0,00%
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	1	0	0,00%
DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES	350	0	0,00%
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	18.156	0	0,00%
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	81.139	0	0,01%
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	2.826	15.000	0,00%

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	DON JUAN ROSELL CODINACHS	2.000
DON CARLOS LOSADA MARRODAN	DOÑA MERCEDES CAVESTANY DE DALMASES	7.800
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	INVERSIONES LAS PARRAS DE CASTELLOTE, S.L.	15.000

% total de derechos de voto en poder del consejo de administración	0,01%
--	-------

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)
REPSOL, S.A.

Tipo de relación: Contractual

Breve descripción:

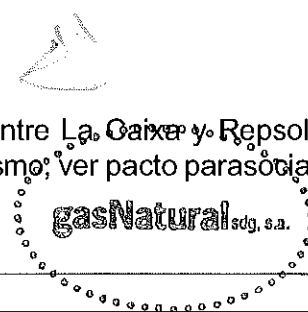
Las relaciones comerciales, contractuales o societarias existentes entre La Caixa y Repsol, S.A. se detallan en la información elaborada por dichos Grupos. Asimismo, ver pacto parasocial apartado A.6.

Nombre o denominación social relacionados
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)
REPSOL, S.A.

Tipo de relación: Societaria

Breve descripción:

Las relaciones comerciales, contractuales o societarias existentes entre La Caixa y Repsol, S.A. se detallan en la información elaborada por dichos Grupos. Asimismo, ver pacto parasocial apartado A.6.



Nombre o denominación social relacionados
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)
REPSOL, S.A.

Tipo de relación: Comercial

Breve descripción:

Las relaciones comerciales, contractuales o societarias existentes entre La Caixa y Repsol, S.A. se detallan en la información elaborada por dichos Grupos. Asimismo, ver pacto parasocial apartado A.6.

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados
SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION ET LA COMMERC
GAS NATURAL SDG, S.A.

Tipo de relación: Comercial

Breve descripción:

Las relaciones existentes derivan del tráfico comercial ordinario.

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en los artículos 530 y 531 de la Ley de Sociedades de Capital. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí

No

Intervinientes del pacto parasocial
REPSOL, S.A.
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)

Porcentaje de capital social afectado: 64,44%

Breve descripción del pacto:

Acuerdo de 11 de enero de 2000, novación de 16 de mayo de 2002 y adendas de 16 de diciembre de 2002 y 20 de junio de 2003.

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí

No

Porcentaje de capital social afectado: 64,44%



Breve descripción del concierto:

Acuerdo de 11 de enero de 2000, novación de 16 de mayo de 2002 y adendas de 16 de diciembre de 2002 y 20 de junio de 2003.

Intervinientes acción concertada
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)
REPSOL, S.A.

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

No ha habido ninguna modificación.

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí

No

Nombre o denominación social
REPSOL, S.A.
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)

Observaciones

El control puede ser ejercido por la acción concertada indicada en el apartado. A.6

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
0	0	0,00%

(*) A través de:

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

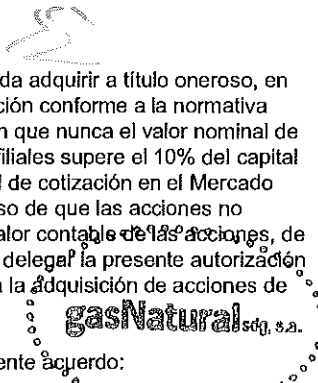
A.9 Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la junta de accionistas al consejo de administración para emitir, recomprar o transmitir acciones propias.

La Junta General de Accionistas de 20 de abril de 2010, en su punto octavo del Orden del Día autorizó al Consejo de Administración para acordar en un plazo no superior a 5 años la adquisición a título oneroso las acciones de la Sociedad. En las siguientes condiciones:

OCTAVO.- Autorización al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, directamente o a través de sociedades del Grupo de GAS NATURAL SDG, S.A., en los términos que acuerde la Junta General y con los límites legalmente establecidos, dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 26 de junio de 2009.

Octavo 1.- Dejar sin efecto la autorización otorgada al Consejo de Administración por la Junta General celebrada el 26 de junio de 2009, para adquirir a título oneroso acciones de la Sociedad.

Octavo 2.- Autorizar al Consejo de Administración para que en un plazo no superior a los cinco años pueda adquirir a título oneroso, en una o varias veces, hasta un máximo del 10% del capital suscrito o la cifra máxima que resulte de aplicación conforme a la normativa vigente en el momento de adquisición, acciones de la Sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca el valor nominal de las acciones adquiridas directa o indirectamente, sumándose al de las que ya posean la Sociedad y sus filiales supere el 10% del capital suscrito o cualquier otro que legalmente se establezca. El precio mínimo y máximo de adquisición será el de cotización en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas con una oscilación en más o en menos de un 5%. En el caso de que las acciones no cotizasen, el precio máximo y mínimo de adquisición se señalará entre una vez y media y dos veces el valor contable de las acciones, de acuerdo con el último Balance consolidado auditado. El Consejo de Administración queda facultado para delegar la presente autorización en la persona o personas que crea conveniente. La presente autorización se entiende que es extensiva a la adquisición de acciones de la Sociedad por parte de sociedades dominadas.



Asimismo, la Junta General de 20 de abril de 2012 en su punto décimo del Orden del Día adoptó el siguiente acuerdo:

DÉCIMO.- Autorización al Consejo de Administración, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, conforme a lo dispuesto en el artículo 297.1 b) de la Ley de Sociedades de Capital, para que, dentro del plazo máximo de cinco (5) años, si lo estima conveniente, pueda aumentar el capital social hasta la cantidad máxima correspondiente a la mitad del capital social en el momento de la autorización, con previsión de suscripción incompleta, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, en una o varias veces y en la oportunidad y cuantía que considere adecuadas, incluyendo la facultad de suprimir, en su caso, el derecho de suscripción preferente, dando nueva redacción a los artículos que corresponda de los Estatutos Sociales y dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 20 de abril de 2010.

Décimo.-

1) Teniendo en cuenta la cifra actual del capital social, autorizar al Consejo de Administración, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, para aumentar el capital social en CUATROCIENTOS NOVENTA Y CINCO MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL SESENTA Y NUEVE EUROS (495.836.069.-€.) dentro del plazo de cinco (5) años, a partir de esta fecha, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sea preciso por el aumento o aumentos de capital que se realicen en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 297.1 b) de la Ley de Sociedades de capital, dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General de 20 de abril de 2010.

2) Se atribuye expresamente al Consejo de Administración, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, la facultad de excluir, en todo o en parte, el derecho de suscripción preferente en relación con todas o cualesquiera de las emisiones que acordare en base a la presente autorización.

3) Como consecuencia del acuerdo precedente, modificar el Artículo Transitorio de los Estatutos Sociales, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

"ARTÍCULO TRANSITORIO.- DELEGACIÓN AL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN.

El Consejo de Administración de la Sociedad, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, y durante un plazo máximo de cinco (5) años a partir de esta fecha, está facultado para aumentar el capital social en la cantidad CUATROCIENTOS NOVENTA Y CINCO MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL SESENTA Y NUEVE EUROS (495.836.069.-€), mediante desembolso dinerario, en una o varias veces, en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, con la posibilidad de acordar en su caso la exclusión, total o parcial, del derecho de suscripción preferente, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sea preciso por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 297.1.b) de la Ley de Sociedades de Capital."

A.10 Indique si existe cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y/o cualquier restricción al derecho de voto. En particular, se comunicará la existencia de cualquier tipo de restricciones que puedan dificultar la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Sí

No

Descripción de las restricciones

Como Sociedad que integra en su Grupo determinados activos y actividades regulados y cuasi-regulados, la adquisición de acciones de GAS NATURAL SDG, S.A. puede estar sujeta a lo dispuesto en la Disposición Adicional Novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

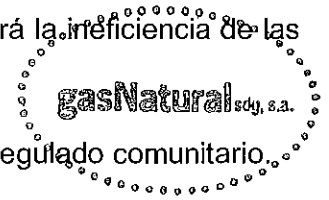
Por su carácter de operador principal en los mercados de gas y electricidad, la tenencia de sus acciones está sujeta a las restricciones establecidas en el artículo 34 del Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios.

A.11 Indique si la junta general ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí

No

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:



A.12 Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.

Sí No

En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

B JUNTA GENERAL

B.1 Indique y, en su caso detalle, si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la junta general.

Sí No

B.2 Indique y, en su caso, detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para la adopción de acuerdos sociales:

Sí No

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

B.3 Indique las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad. En particular, se comunicarán las mayorías previstas para la modificación de los estatutos, así como, en su caso, las normas previstas para la tutela de los derechos de los socios en la modificación de los estatutos .

La modificación de los Estatutos Sociales se regula en los artículos 24, 32 y 68 de los Estatutos Sociales y 2 del Reglamento de la Junta General de Accionistas.

Junta General.

- Los accionistas constituidos en Junta General, debidamente convocada, decidirán por mayoría en los asuntos propios de la competencia de la Junta.

- Todos los socios, incluso los disidentes y los que no hayan participado en la reunión, quedan sometidos a los acuerdos de la Junta General. (art. 24 Estatutos Sociales)

Acuerdos especiales y mayorías. Constitución.

- Para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente la emisión de obligaciones, el aumento o la reducción del capital, la supresión o la limitación del derecho de suscripción preferente de nuevas acciones u obligaciones convertibles, así como la transformación, la fusión, la escisión o la cesión global de activo y pasivo, el traslado del domicilio al extranjero, y, en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital. (art. 32 Estatutos Sociales).

Modificación de Estatutos.

- La modificación de los Estatutos deberá ser acordada por la Junta General y exige la concurrencia de los requisitos siguientes:

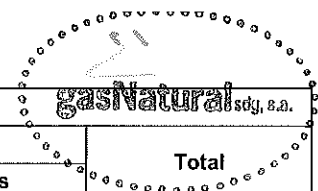
1) Que el Consejo de Administración o, en su caso, los accionistas autores de la propuesta formulen un informe escrito, con la justificación de la misma.

2) Que se expresen en la convocatoria, con la debida claridad, los extremos cuya modificación se propone, así como el derecho que corresponde a todos los accionistas de examinar, en el domicilio social, el texto integro de la modificación propuesta y el informe sobre la misma y el de pedir la entrega o el envío gratuito de dichos documentos.

3) Que el acuerdo sea adoptado por la Junta General, de conformidad con lo dispuesto en estos Estatutos.

4) En todo caso, el acuerdo se hará constar en escritura pública, que se inscribirá en el Registro Mercantil y se publicará en el Boletín Oficial del mismo.(art. 68 Estatutos Sociales).

B.4 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe y los del ejercicio anterior:



Fecha junta general	Datos de asistencia				
	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		Total
			Voto electrónico	Otros	
16/04/2013	68,86%	10,48%	0,00%	0,00%	79,34%
11/04/2014	68,65%	12,67%	0,00%	0,00%	81,32%

B.5 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la junta general:

Sí No

Número de acciones necesarias para asistir a la junta general	100
---	-----

B.6 Indique si se ha acordado que determinadas decisiones que entrañen una modificación estructural de la sociedad ("filialización", compra-venta de activos operativos esenciales, operaciones equivalentes a la liquidación de la sociedad ...) deben ser sometidas a la aprobación de la junta general de accionistas, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes Mercantiles.

Sí No

B.7 Indique la dirección y modo de acceso a la página web de la sociedad a la información sobre gobierno corporativo y otra información sobre las juntas generales que deba ponerse a disposición de los accionistas a través de la página web de la Sociedad.

Respecto al apartado de Gobierno Corporativo el itinerario es el siguiente: www.gasnaturalfenosa.com - Accionistas e Inversores - Gobierno Corporativo.

Respecto al apartado de Junta General el itinerario es el siguiente: www.gasnaturalfenosa.com - Accionistas e Inversores - Junta General.

C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

C.1 Consejo de administración

C.1.1 Número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos sociales:

Número máximo de consejeros	20
Número mínimo de consejeros	10

C.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F Primer nombram	F Último nombram	Procedimiento de elección
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA		CONSEJERO	25/01/2008	20/04/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON EMILIANO LOPEZ ACHURRA		CONSEJERO	23/06/2003	16/04/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA		CONSEJERO	26/02/2010	11/04/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F Primer nombram	F Último nombram	Procedimiento de nombramiento
DON FELIPE GONZALEZ MARQUEZ		CONSEJERO	17/12/2010	14/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON MIGUEL VALLS MASEDA		CONSEJERO	28/01/2005	20/04/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON RAMON ADELL RAMON		CONSEJERO	18/06/2010	14/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON SALVADOR GABARRO SERRA		PRESIDENTE	23/06/2003	16/04/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ENRIQUE ALCANTARA-GARCIA IRAZOQUI		CONSEJERO	27/06/1991	11/04/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON RAFAEL VILLASECA MARCO		CONSEJERO DELEGADO	28/01/2005	20/04/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS		CONSEJERO	26/06/2009	16/04/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON HERIBERT PADROL MUNTÉ		CONSEJERO	20/04/2012	20/04/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO		VICEPRESIDENTE	16/06/1989	11/04/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON CARLOS LOSADA MARRODAN		CONSEJERO	16/12/2002	20/04/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON SANTIAGO COBO COBO		CONSEJERO	16/12/2002	20/04/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE		CONSEJERO	29/06/2007	20/04/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA		CONSEJERO	28/01/2011	14/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES		CONSEJERO	20/04/2012	20/04/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Número total de consejeros	17
----------------------------	----

Indique los ceses que se hayan producido en el consejo de administración durante el periodo sujeto a información:

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación social del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
DON RAFAEL VILLASECA MARCO	COMISION DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CONSEJERO DELEGADO

Número total de consejeros ejecutivos	1
% sobre el total del consejo	5,88%

Nombre o denominación social del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	REPSOL, S.A.
DON ENRIQUE ALCANTARA-GARCIA IRAZOQUI	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.
DON HERIBERT PADROL MUNTÉ	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	REPSOL, S.A.
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	REPSOL, S.A.
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	REPSOL, S.A.
DON SALVADOR GABARRO SERRA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.

Número total de consejeros dominicales	9
% sobre el total del consejo	52,94%

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES**Nombre o denominación del consejero:**

DON EMILIANO LOPEZ ACHURRA

Perfil:

Abogado. Diplomado en Estudios Internacionales (I.E.P.). Diplomado en Derecho Comunitario (Colegio de Europa).

Nombre o denominación del consejero:

DON FELIPE GONZALEZ MARQUEZ

Perfil:

Abogado. Presidente del Gobierno de España 1982-1996.

Nombre o denominación del consejero:

DON MIGUEL VALLS MASEDA

Perfil:

Licenciado en Ciencias Económicas. Master por EADA y Diplomado en Dirección de Empresas por IESE.



Nombre o denominación del consejero:

DON RAMON ADELL RAMON

Perfil:

Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad de la Universidad de Barcelona.

Nombre o denominación del consejero:

DON CARLOS LOSADA MARRODAN

Perfil:

Profesor de ESADE. Académico. Licenciado en Derecho y Doctor en Dirección y Administración de Empresas.

Nombre o denominación del consejero:

DON SANTIAGO COBO COBO

Perfil:

Empresario. Diplomado en Alta Dirección de Empresas.

Nombre o denominación del consejero:

DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES

Perfil:

Doctor en Derecho. Abogado

Número total de consejeros independientes	7
% total del consejo	41,18%

Indique si algún consejero calificado como independiente percibe de la sociedad, o de su mismo grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, o mantiene o ha mantenido, durante el último ejercicio, una relación de negocios con la sociedad o con cualquier sociedad de su grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

En su caso, se incluirá una declaración motivada del consejo sobre las razones por las que considera que dicho consejero puede desempeñar sus funciones en calidad de consejero independiente.

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas.

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Condición anterior	Condición actual
DON SALVADOR GABARRO SERRA	24/12/2014	Ejecutivo	Dominical

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras durante los últimos 4 ejercicios, así como el carácter de tales consejeras:

	Número de consejeras				% sobre el total de consejeros de cada tipología			
	Ejercicio 2014	Ejercicio 2013	Ejercicio 2012	Ejercicio 2011	Ejercicio 2014	Ejercicio 2013	Ejercicio 2012	Ejercicio 2011
Ejecutiva	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Dominical	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Independiente	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Otras Externas	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total:	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

C.1.5 Explique las medidas que, en su caso, se hubiesen adoptado para procurar incluir en el consejo de administración un número de mujeres que permita alcanzar una presencia equilibrada de mujeres y hombres.

Explicación de las medidas

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones vela para que en la cobertura de nuevas vacantes se vela para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil buscado. Dicha obligación se recoge en el artículo 31.2 del Reglamento del Consejo de Administración.

C.1.6 Explique las medidas que, en su caso, hubiese convenido la comisión de nombramientos para que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y la compañía busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado:

Explicación de las medidas

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones tiene encomendada la misión de revisar las aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, el cumplimiento de los requisitos exigidos para cada categoría de Consejeros y el proceso de incorporación de los nuevos miembros, elevando al Consejo los oportunos informes cuando proceda. En la cobertura de nuevas vacantes se vela para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil buscado. Dicha obligación se recoge en el artículo 31.2 del Reglamento del Consejo de Administración.

Cuando a pesar de las medidas que, en su caso, se hayan adoptado, sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos que lo justifiquen:

Explicación de los motivos

Examinadas las distintas características profesionales en la selección de posibles candidatos y candidatas solo se ha atendido a consideraciones objetivas para la selección.

2



C.1.7 Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.

De los tres accionistas significativos que tiene la Compañía en la actualidad, sólo dos de ellos están representados en el Consejo mediante personas físicas.

Tanto la FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA "la Caixa", como REPSOL, S.A. están representados, respectivamente cada uno de ellos, por los Consejeros Externos Dominicales referenciados en el apartado C.1.3.

En virtud de los pactos parasociales vigentes, FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA "la Caixa" propondrá a quien haya de ostentar la condición de Presidente del Consejo y REPSOL, S.A. la de Consejero Delegado. Los consejeros de REPSOL, S.A. y FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA "la Caixa" votarán a favor de los miembros propuestos por cada uno de ellos para los mencionados cargos. (Vid. apartados A.6 y C.1.3.).

C.1.8 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital:

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí No

C.1.9 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

C.1.10 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero:

DON RAFAEL VILLASECA MARCO

Breve descripción:

Tiene delegadas amplias facultades de representación y administración acordes con las características y necesidades del cargo de Consejero Delegado.

C.1.11 Identifique, en su caso, a los miembros del consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON RAFAEL VILLASECA MARCO	COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD, S.A.	PRESIDENTE

C.1.12 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del consejo de administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	REPSOL. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL. S.A.	SECRETARIO CONSEJERO
DON SALVADOR GABARRO SERRA	CAIXABANK. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	CAIXABANK. S.A.	CONSEJERO
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	REPSOL. S.A.	PRESIDENTE
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	SACYR. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	EBRO FOODS. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	S.A. DAMM	PRESIDENTE

C.1.13 Indique y, en su caso explique, si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

SI

No

C.1.14 Señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	Sí	No
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades	X	
La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	X	
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	X	

C.1.15 Indique la remuneración global del consejo de administración:

Remuneración del consejo de administración (miles de euros)	7.206
Importe de la remuneración global que corresponde a los derechos acumulados por los consejeros en materia de pensiones (miles de euros)	2.636
Remuneración global del consejo de administración (miles de euros)	9.842

C.1.16 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
DON MANUEL FERNÁNDEZ ÁLVAREZ	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS MAYORISTAS DE ENERGIA
DON JOSE MARIA EGEA KRAUEL	DIRECTOR GENERAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

Nombre o denominación social	Cargo
DON JOSE JAVIER FERNANDEZ MARTINEZ	DIRECTOR GENERAL DE GLOBAL POWER GENERACIÓN
DON ANTONI PERIS MINGOT	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS REGULADOS
DON DANIEL LOPEZ JORDA	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS MINORISTAS DE ENERGÍA
DON SERGIO ARANDA MORENO	DIRECTOR GENERAL DE LATINOAMÉRICA
DON ANTONIO BASOLAS TENA	DIRECTOR GENERAL DE ESTRATEGIA Y DESARROLLO
DON CARLOS AYUSO SALINAS	DIRECTOR DE AUDITORÍA INTERNA, COMPLIANCE Y CONTROL INTERNO
DON ANTONIO GALLART GABAS	DIRECTOR GENERAL DE RECURSOS
DON JORDI GARCIA TABERNERO	DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN Y GABINETE PRESIDENCIA
DON CARLOS JAVIER ALVAREZ FERNANDEZ	DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO-FINANCIERO
DON MANUEL GARCIA COBALEDA	DIRECTOR GENERAL DE SERVICIOS JURIDICOS Y SECRETARÍA DEL CONSEJO

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	9.439
---	-------

C.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del consejo que sean, a su vez, miembros del consejo de administración de sociedades de accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	REPSOL, S.A.	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL, S.A.	SECRETARIO CONSEJERO
DON MIGUEL VALLS MASEDA	VIDACAIXA GRUPO, S.A.U.	CONSEJERO
DON SALVADOR GABARRO SERRA	CAIXABANK, S.A.	CONSEJERO
DON SALVADOR GABARRO SERRA	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	VICEPRESIDENTE 3º
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	CAIXABANK, S.A.	CONSEJERO
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	REPSOL SINOPEC BRASIL, S.A.	PRESIDENTE

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del consejo de administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

REPSOL, S.A.

Descripción relación:

DIRECTOR GENERAL COMERCIAL, QUÍMICA Y GAS & POWER Y MIEMBRO DEL COMITÉ DE DIRECCIÓN DE REPSOL, S.A.

C.1.18 Indique si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí

No

C.1.19 Indique los procedimientos de selección, nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los Consejeros están regulados en los artículos 41 y 42 de los Estatutos Sociales y en los artículos 11 al 14, 16 y 31 del Reglamento del Consejo de Administración.

1.- Nombramiento:

Es competencia de la Junta General el nombramiento de los Consejeros y la determinación de su número, dentro de los límites fijados por el artículo 41 de los Estatutos Sociales.

Si durante el plazo para el que fueron nombrados los Consejeros se produjeran vacantes, el Consejo podrá designar por el sistema de cooptación, entre los accionistas, las personas que hayan de ocuparlas hasta que se reúna la siguiente Junta General de accionistas.

No se requiere la cualidad de accionista para ser nombrado Consejero, salvo en el caso de nombramiento por cooptación a que antes se ha hecho referencia.

No pueden ser designados Administradores los que se hallen en cualquiera de los supuestos de prohibición o incompatibilidad establecidos por la Ley.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencia profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

El nombramiento y reelección de Consejeros está sujeto a un procedimiento formal y transparente, con informe previo de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Todas las propuestas de nombramiento de Consejeros que someta el Consejo de Administración a la Junta General y las decisiones de nombramiento por cooptación que adopte, deberán ser previamente informadas por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Cuando el Consejo se aparte de las recomendaciones de dicha Comisión habrá de motivar las razones de su proceder y dejar constancia en acta de sus razones. Los Consejeros afectados por propuestas de nombramiento, reelección o cese se abstendrán de asistir e intervenir en las deliberaciones y votaciones del Consejo o de sus Comisiones que traten de ellas.

De acuerdo con el Reglamento del Consejo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

- a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo GAS NATURAL FENOSA, salvo que hubieran transcurrido 3 o 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.
 - b) Perciban de la Sociedad, o del Grupo GAS NATURAL FENOSA, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.
- No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.
- c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del auditor externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
 - d) Sean Consejeros Ejecutivos o altos directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de GAS NATURAL SDG, S.A. sea Consejero Externo.
 - e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

Se considerarán relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

- f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o altos directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de alguna de las sociedades del Grupo GAS NATURAL FENOSA.

No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

- g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado, de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

- h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o renovación, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

i) Se encuentren, respecto a algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) de este apartado. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Dominicales en la sociedad participada.

Los Consejeros Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representaban sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Independientes cuando el accionista al que representaban hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Independiente, siempre que satisfaga todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

CONTINUA EN EL APARTADO H.

C.1.20 Indique si el consejo de administración ha procedido durante el ejercicio a realizar una evaluación de su actividad:

Sí

No

En su caso, explique en qué medida la autoevaluación ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones

La autoevaluación no ha dado lugar a cambios importantes en la organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades. El Consejo concluye en su informe que durante el ejercicio de 2014 ha funcionado con la normalidad esperada, ejercitando plenamente y sin interferencias sus competencias con total respeto tanto de la legalidad vigente como de las normas de organización y funcionamiento del Reglamento del Consejo.

C.1.21 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Además de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legalmente establecidos, el artículo 15 del Reglamento del Consejo establece:

... 2.- Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

- a) Cuando los Consejeros Internos cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviere asociado su nombramiento como Consejero.
- b) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales.

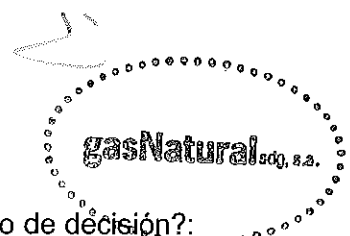
3.- Una vez producido el cese en el desempeño de su cargo, no podrá prestar servicios en una entidad competidora durante el plazo de dos años, salvo que el Consejo de Administración le dispense de esta obligación o disminuya su duración.

C.1.22 Indique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del consejo. En su caso, explique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí

No

Indique y, en su caso explique, si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el consejo de administración



Sí

No

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí

No

En su caso, describa las diferencias.

C.1.24 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente del consejo de administración.

Sí

No

C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí

No

C.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí

No

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes, distinto al establecido en la normativa:

Sí

No

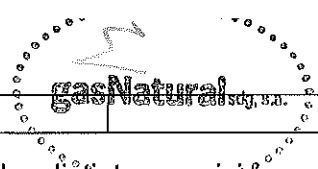
C.1.28 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo de administración establecen normas específicas para la delegación del voto en el consejo de administración, la forma de hacerlo y, en particular, el número máximo de delegaciones que puede tener un consejero, así como si se ha establecido obligatoriedad de delegar en un consejero de la misma tipología. En su caso, detalle dichas normas brevemente.

Según lo establecido en el artículo 47 de los Estatutos Sociales: "... Los Consejeros que no puedan asistir podrán delegar su representación en otro Consejero, sin que exista límite al número de representaciones que pueda ostentar cada Consejero. La representación habrá de conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida también por telegrama, télex o telefax."

Por otra parte, el art. 10.3 del Reglamento del Consejo indica: "Cada Consejero podrá conferir su representación a otro Consejero, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo. La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio documental escrito, siendo válido el telegrama, correo electrónico, télex o telefax dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo con la suficiente antelación."

C.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo señale, en su caso, las veces que se ha reunido el consejo sin la asistencia de su presidente. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas.

Número de reuniones del consejo	12
---------------------------------	----



Número de reuniones del consejo sin la asistencia del presidente	0
--	---

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del consejo:

Comisión	Nº de Reuniones
COMISIÓN EJECUTIVA	3
COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	7
COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL	6

C.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio con la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Asistencias de los consejeros	6
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	96,08%

C.1.31 Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al consejo para su aprobación:

Si No

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha/han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el consejo:

Nombre	Cargo
DON CARLOS JAVIER ALVAREZ FERNANDEZ	DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO-FINANCIERO

C.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la junta general con salvedades en el informe de auditoría.

De acuerdo con el artículo 7 del Reglamento del Consejo: "1.-Una vez en su poder los Informes emitidos por la Dirección General Económico Financiera y por la Comisión de Auditoría y Control, y tras las pertinentes aclaraciones, el Consejo de Administración formulará en términos claros y precisos, que faciliten la adecuada comprensión de su contenido, las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión, tanto individuales como consolidados. El Consejo de Administración velará por que los mismos muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la sociedad, conforme a lo previsto en la Ley.

2.- Salvo manifestación en contrario que expresamente se haga constar en Acta, se entenderá que antes de suscribir la formulación de las Cuentas Anuales exigida por la Ley, el Consejo de Administración y cada uno de sus vocales, ha dispuesto de la información necesaria para la realización de este acto pudiendo hacer constar en su caso las salvedades que estime pertinentes.

3.- El Consejo de Administración procurará formular las cuentas de manera que no haya lugar a salvedades por parte del auditor de cuentas de la sociedad. No obstante, cuando el Consejo de Administración considere que debe mantener su criterio, explicará públicamente el contenido y alcance de la discrepancia."

El artículo 32 del Reglamento del Consejo regula las competencias y funciones del Comité de Auditoría y Control y, entre otras, le asigna las relacionadas con el proceso de desarrollo de la Auditoría de Cuentas.

C.1.33 ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

Si No

C.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del secretario del consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la comisión de nombramientos y aprobados por el pleno del consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese

El artículo 26 del Reglamento del Consejo de Administración establece, en este sentido, lo siguiente:

‘El Secretario del Consejo de Administración será nombrado y cesado por este último, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y no necesitará ser Consejero. A él corresponde el ejercicio de las funciones que en dicha condición le atribuyen la legislación Mercantil y el presente Reglamento’.

	Sí	No
¿La comisión de nombramientos informa del nombramiento?	X	
¿La comisión de nombramientos informa del cese?	X	
¿El consejo en pleno aprueba el nombramiento?	X	
¿El consejo en pleno aprueba el cese?	X	

¿Tiene el secretario del consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por el seguimiento de las recomendaciones de buen gobierno?

Sí

No

Observaciones

El artículo 26 del Reglamento del Consejo de Administración en su punto tercero establece lo siguiente:

El Secretario cuidará en todo caso de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y garantizará que sus procedimientos y reglas de gobierno sean respetados y regularmente revisados.

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

Según el art. 32.2 del Reglamento del Consejo, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control mantener las “relaciones con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas de auditoría.”

También, el Consejo de Administración está obligado por su propio Reglamento (art. 6.4) a mantener una relación directa con los miembros del primer nivel de dirección de la sociedad y con los Auditores. El carácter objetivo, profesional y continuo de esta relación respetará al máximo la independencia de los Auditores.

Los principios que fundamentan la relación de la Compañía con analistas financieros y bancos de inversión están basados en la transparencia, simultaneidad y no discriminación, además de la existencia de interlocutores específicos y distintos para cada colectivo.

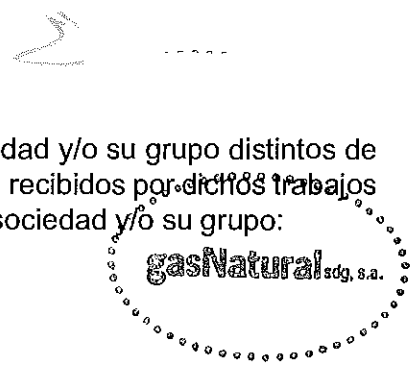
Asimismo, la Compañía presta especial atención en no comprometer ni interferir en la independencia de los analistas financieros al respecto de los servicios prestados por los bancos de inversión, de acuerdo con los códigos internos de conducta establecidos por ellos mismos y orientados a la separación de sus servicios de análisis y de asesoramiento.

C.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí

No

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:



C.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí No

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	326	6	332
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	22,20%	0,20%	7,10%

C.1.38 Indique si el informe de auditoría de las cuentas anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el presidente del comité de auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí No

C.1.39 Indique el número de ejercicios que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de ejercicios auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de ejercicios en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de ejercicios ininterrumpidos	24	24
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	100,00%	100,00%

C.1.40 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí No

Detalle el procedimiento

Conforme dispone la normativa interna, los Consejeros tienen la facultad de proponer al Consejo, a través del Secretario y mediante comunicación dirigida al Presidente, la contratación con cargo a la Sociedad de los asesores externos (asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole) que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo. (art. 21.2 del Reglamento del Consejo y primer párrafo del 21.3).

El Consejo de Administración podrá vetar la aprobación de la propuesta por su innecesariedad, por su cuantía o bien por estimar que dicho asesoramiento puede ser prestado por expertos y técnicos de la propia Sociedad. (art. 21.3 del Reglamento del Consejo).

C.1.41 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí No

Detalle el procedimiento

Según el artículo 9.2. del Reglamento del Consejo:

"2.-La convocatoria de las sesiones ordinarias se realizará por el Presidente, o por el Secretario o Vicepresidente del Consejo de Administración, o por el Presidente, y se efectuará por cualquiera de los medios estatutariamente previstos, asimilándose a la carta la remisión de la documentación por correo electrónico, siempre que el Consejero receptor haya dado su dirección en dicho correo. La convocatoria incluirá el lugar de celebración y el orden del día de la misma y, se cursará, salvo casos excepcionales, con una antelación mínima de 48 horas a la celebración de la reunión. Con carácter previo a cada reunión, los Consejeros dispondrán de la información y documentación consideradas convenientes o relevantes sobre los temas a tratar en el Consejo. Además, a los Consejeros se les entregará el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada. ... Será válida la constitución del Consejo, sin previa convocatoria, si se hallan presentes o representados todos los Consejeros y aceptan por unanimidad la celebración del Consejo."

No obstante, según el artículo 2.3 del Reglamento del Consejo de Administración, cuando el acuerdo a adoptar sea la modificación del Reglamento del Consejo de Administración, "el Presidente del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control o un número de, al menos, cuatro Consejeros, podrán proponer al Consejo tales modificaciones, cuando concurren circunstancias que lo hagan, a su juicio, conveniente o necesario, acompañando en tal caso una memoria justificativa de las causas y el alcance de la modificación que se propone. El Consejo deberá ser convocado mediante notificación individual remitida a cada uno de los miembros con una antelación superior a los quince días de la fecha de la reunión."

Por otro lado, el artículo 21.1 y 3 del citado Reglamento, en relación al derecho de información de los Consejeros establece:

"1.- Los Consejeros tendrán acceso, a través del Presidente, y en su caso, del Secretario, a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen sobre cualquier aspecto de la Sociedad. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración o de las Comisiones correspondientes del Consejo, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

...

3.- Tanto la petición de acceso como la propuesta a que se refieren los números 1 y 2 de este artículo, deberán ser comunicadas al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo."

Es práctica habitual remitir a los Consejeros, junto con la convocatoria de la reunión, toda aquella información que pueda resultarles útil para un más exacto conocimiento de los asuntos a tratar en la sesión del Consejo. En nuestra opinión la información trasladada se considera completa y suficiente para conformar la opinión y criterio de los Consejeros.

Asimismo, durante la reunión y, con posterioridad a la misma, se proporciona a los Consejeros cuanta información o aclaraciones estimen pertinentes en relación con los puntos incluidos en el Orden del Día, o que, sin estar incluidos, se trataron en la sesión.

C.1.42 Indique y, en su caso detalle, si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Si

No

Explique las reglas

El artículo 15.2 del Reglamento del Consejo de Administración establece, en este sentido, lo siguiente:

"Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

- a) Cuando los Consejeros Internos cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese asociado su nombramiento como Consejero.
- b) Cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales."

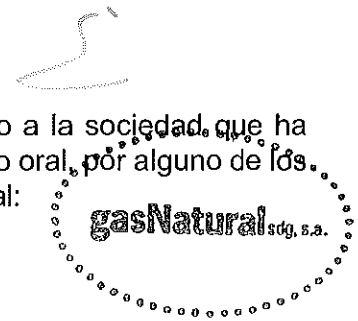
Por su parte el artículo 16.7 del Reglamento indica que:

"El Consejero informará a la Sociedad sobre cualquier tipo de reclamación judicial, administrativa o sobre hechos de cualquier índole en los que se encuentre implicado que, por su importancia, pudieran incidir gravemente en la reputación de la Sociedad. El Consejo examinará la cuestión y adoptará las medidas que sean aconsejables en interés de la Sociedad con la urgencia requerida."

C.1.43 Indique si algún miembro del consejo de administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital:

Sí

No



Nombre del consejero:

DON DEMETRIO CARCELLER ARCE

Causa Penal:

214/2009

Observaciones:

-

Indique si el consejo de administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo o, en su caso, exponga las actuaciones realizadas por el consejo de administración hasta la fecha del presente informe o que tenga previsto realizar.

Sí

No

Decisión tomada/actuación realizada:

El Consejo de Administración ha examinado los hechos que se imputan al Sr. Carceller a raíz de una comunicación enviada por dicho Consejero y ha estimado que no procede adoptar ninguna medida.

Explicación razonada:

El Consejo ha tenido en cuenta la debida presunción de inocencia predicable de todo imputado y que la naturaleza de los hechos que se le imputan se circunscribe a un ámbito familiar.

C.1.44 Detalle los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos.

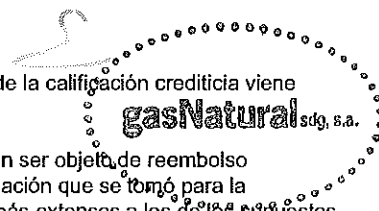
El Acuerdo de Actuación Industrial entre REPSOL, S.A. y GAS NATURAL SDG, S.A. comunicado como hecho relevante a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores el 29 de abril de 2005 contemplaba a 31 de diciembre de 2014 como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

Una parte importante de las sociedades participadas con socios ajenos al grupo contienen cláusulas de cambio de control que permiten al otro socio optar por adquirir las participaciones en caso de cambio de control de la sociedad tenedora del grupo Gas Natural Fenosa.

Por otro lado, la mayor parte de la deuda viva que incluye una cláusula de cambio de control, ya sea por adquisición de más del 50% de las acciones con voto o por obtener el derecho a nombrar la mayoría de miembros del Consejo de GAS NATURAL SDG, S.A. están sujetas a condiciones adicionales tales como reducción importante de la calificación crediticia o rating provocada por el cambio de control; perjuicio material para el acreedor; conlleve un cambio material adverso en la solvencia o en la capacidad de cumplir el contrato. Estas cláusulas suponen el reembolso de la deuda si bien suelen contar con un plazo mayor al concedido en los supuestos de resolución anticipada; en algunas se contempla el otorgamiento de garantías como alternativa al reembolso.

En concreto, los bonos emitidos, en volumen aproximado de 12.000 Millones de Euros, como es habitual en el euromercado, serían susceptibles de vencimiento anticipado siempre que ese cambio de control provocara una caída de tres escalones o tres "full notches" en al menos dos de las tres calificaciones que tuviera y todas las calificaciones cayesen por debajo

de "investment grade" y siempre que la Agencia Calificadora expresase que la reducción de la calificación crediticia viene motivada por el cambio de control.



Asimismo existen préstamos por un importe de aprox. 3.000 millones de Euros que podrían ser objeto de reembolso anticipado en caso de cambio de control, una parte de ese importe se refiere a la refinanciación que se tomó para la adquisición de Unión Fenosa. Cuentan con plazos especiales de reembolso de la deuda más extensos a los de los supuestos de resolución anticipada.

La mayor parte de las cláusulas de cambio de control están ligadas a que se provoquen perjuicios para los acreedores o reducciones importantes de rating. En su mayoría se excluye el cambio de control si cualquiera de los accionistas actuales mantienen participaciones relevantes en la compañía conjuntamente con un tercero. Algún contrato contempla el otorgamiento de garantías como alternativa al reembolso.

C.1.45 Identifique de forma agregada e indique, de forma detallada, los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones, cláusulas de garantía o blindaje, cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación contractual llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición u otro tipo de operaciones.

Número de beneficiarios: 25

Tipo de beneficiario:

Comité de Dirección y otros Directivos

Descripción del Acuerdo:

El contrato del Consejero Delegado establece una indemnización por importe de tres anualidades de retribución total para determinados supuestos de extinción de la relación contractual: por decisión de la compañía, salvo incumplimiento muy grave y culpable de sus obligaciones profesionales que ocasione un perjuicio grave a los intereses de la Entidad o por decisión del Consejero Delegado, siempre que la extinción de la relación mercantil venga motivada por una serie de circunstancias tasadas y contractualmente convenidas (incumplimiento empresarial grave, vaciamiento o reducción sustancial de funciones, modificación sustancial de las condiciones del contrato o cambio relevante en el accionariado de la Entidad).

Adicionalmente y en concepto de pacto de no competencia post-contractual se establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución total. El pacto no competencia post-contractual tiene una duración de un año.

Los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección y el Director de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno, contienen una cláusula que establece una indemnización mínima de dos anualidades de retribución en determinados casos de extinción de la relación, salvo en casos de incumplimiento muy grave y culpable de sus obligaciones profesionales con perjuicio grave para la compañía, y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.

Adicionalmente existen acuerdos de indemnización con otros catorce Directivos, cuyos importes dan derecho a los mismos a percibir una indemnización mínima de una anualidad en determinados casos de extinción de la relación, salvo en casos de incumplimiento muy grave y culpable de sus obligaciones profesionales con perjuicio grave para la compañía. Asimismo, se establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.

Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

	Consejo de administración	Junta general
Órgano que autoriza las cláusulas	No	No

	Sí	No
¿Se informa a la junta general sobre las cláusulas?	X	

C.2 Comisiones del consejo de administración



C.2.1 Detalle todas las comisiones del consejo de administración, sus miembros y la proporción de consejeros dominicales e independientes que las integran:

COMISIÓN EJECUTIVA

Nombre	Cargo	Tipología
DON SALVADOR GABARRO SERRA	PRESIDENTE	Dominical
DON ENRIQUE ALCANTARA-GARCIA IRAZOQUI	VOCAL	Dominical
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	VOCAL	Dominical
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	VOCAL	Dominical
DON EMILIANO LOPEZ ACHURRA	VOCAL	Independiente
DON CARLOS LOSADA MARRODAN	VOCAL	Independiente
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	Dominical
DON RAFAEL VILLASECA MARCO	VOCAL	Ejecutivo

% de consejeros ejecutivos	12,00%
% de consejeros dominicales	62,00%
% de consejeros independientes	25,00%
% de otros externos	0,00%

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
DON MIGUEL VALLS MASEDA	PRESIDENTE	Independiente
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	VOCAL	Dominical
DON SANTIAGO COBO COBO	VOCAL	Independiente

% de consejeros ejecutivos	0,00%
% de consejeros dominicales	33,00%
% de consejeros independientes	67,00%
% de otros externos	0,00%

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipología
DON RAMON ADELL RAMON	PRESIDENTE	Independiente
DON CARLOS LOSADA MARRODAN	VOCAL	Independiente
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	VOCAL	Dominical

% de consejeros ejecutivos	0,00%
% de consejeros dominicales	33,00%
% de consejeros independientes	67,00%
% de otros externos	0,00%

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración durante los últimos cuatro ejercicios:

	Número de consejeras							
	Ejercicio 2014		Ejercicio 2013		Ejercicio 2012		Ejercicio 2011	
	Número	%	Número	%	Número	%	Número	%
COMISIÓN EJECUTIVA	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

C.2.3 Señale si corresponden al comité de auditoría las siguientes funciones:

	Sí	No
Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	X	
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	X	
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	X	
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	X	
Elevar al consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	X	
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	X	
Asegurar la independencia del auditor externo	X	

C.2.4 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del consejo.

COMISION EJECUTIVA (artículos 50 y 51 de los Estatutos Sociales y artículo 30 del Reglamento del Consejo):

1.1.- Facultades.

El Consejo de Administración podrá designar de su seno una o más Comisiones Ejecutivas y nombrar uno o varios Consejeros Delegados y delegarles, con carácter temporal o permanente, todas o parte de las funciones, excepto aquéllas que, legalmente, o por acuerdo de la Junta General, fueran de la exclusiva competencia de ésta, o indelegables del Consejo.

Mediante acuerdo del Consejo de Administración de 20 de febrero de 1992 se le delegaron las siguientes facultades a la Comisión Ejecutiva:

- Organizar, dirigir, e inspeccionar todos los servicios e instalaciones de la Compañía.
- Nombrar, suspender y separar a los empleados y operarios de la Compañía y señalar los sueldos, así como la garantía que hayan de dar los empleados que acuerde deban prestarla.
- Señalar las remuneraciones que deban satisfacerse por servicios extraordinarios.
- Verificar arqueos de los fondos de la Sociedad.
- Recibir, dirigir y contestar requerimientos e íntimas e instar el levantamiento de actas de toda especie.

- Librar, endosar, aceptar, cobrar y descontar letras de cambio y demás documentos de giro, formular cuentas de resaca y requerir protestos por falta de aceptación o pago.

- Seguir, abrir y cancelar en el Banco de España, en cualquier localidad, o en cualquier otro Banco, Caja de Ahorro o Establecimiento, cuentas corrientes y de crédito firmando al efecto talones, cheques, órdenes, pólizas y demás documentos; pedir y conformar o rechazar extractos y saldos de cuentas.

- Efectuar pagos y cobros por cualquier título y cantidad incluso hacer efectivos libramientos del Estado o de las Comunidades Autónomas, Provincia o Municipio, firmar recibos y cartas de pago.

- Retirar de las Oficinas de Comunicaciones cartas, certificados, despachos, paquetes, giros y valores declarados y de las Compañías ferroviarias, navieras y de transporte en general, Aduanas y Agencias, géneros y efectos remitidos, hacer protestas y reclamaciones, dejes de cuenta y abandono de mercancías.

- Abrir, contestar y firmar la correspondencia y llevar los libros de comercio con arreglo a la Ley.

- Contratar seguros de todas clases, firmando las pólizas y documentos correspondientes y cobrando en su caso las indemnizaciones pertinentes.

- Representar a la Sociedad en las quitas y esperas, suspensiones de pagos, concursos, quiebras de sus deudores, asistir a las Juntas, nombrar síndicos y administradores, aceptar o rechazar las proposiciones del deudor y llevar todos los trámites hasta el término del procedimiento.

- Comprar, vender, arrendar, retraer, permutar pura o condicionalmente, con precio confesado, aplazado o pagado al contado, toda clase de bienes muebles e inmuebles, derechos reales y personales, hacer declaraciones de edificación y plantación, deslindes, amojonamientos, agrupaciones y segregaciones y otorgar contratos de todas clases.

- Constituir, aceptar, modificar, adquirir, enajenar, posponer y cancelar, total o parcialmente, antes o después de su vencimiento, háyase o no cumplido la obligación asegurada, hipotecas, prendas, prohibiciones, condiciones y toda clase de limitaciones o garantías, así como servidumbres y demás derechos reales.

- Constituir, fusionar, transformar, disolver y liquidar toda clase de Sociedades, Asociaciones, Agrupaciones de Interés Económico, Agrupaciones Europeas de Interés Económico y Uniones Temporales de Empresas, asistir o intervenir en toda clase de Juntas, aportar a las Compañías Mercantiles toda clase de bienes, recibiendo en pago las participaciones y cuotas, derechos o acciones que procedan y, en caso de disolución, el haber que corresponda.

- Tomar parte en concursos y subastas, hacer propuestas y aceptar adjudicaciones.

- Comprar, vender, canjear y pignorar valores y cobrar sus intereses, dividendos y amortizaciones.

- Modificar, transferir, cancelar, retirar y constituir depósitos de efectivo o valores, provisionales o definitivos.

- Concertar y disponer de créditos bancarios con garantía personal o con pignoración de valores, con Bancos, Cajas de Ahorro y Establecimientos de crédito, incluso el Banco de España, firmando las pólizas y documentos correspondientes.

- Instar actas notariales de todas clases, promover y seguir expedientes de dominio y liberación de cargas; solicitar asientos en Registros de la Propiedad y Mercantiles.

- Comparecer ante Centros y Organismos del Estado, de las Comunidades Autónomas, Provincia o Municipio, Jueces, Tribunales, Magistraturas, Fiscalías, Sindicatos, Delegaciones, Comités, Juntas, Jurados y Comisiones y, en general, ante cualquier persona física o jurídica, pública o privada, y en ellos instar, seguir y terminar como actor, demandado o en cualquier otro concepto, toda clase de expedientes, juicios y procedimientos, civiles, penales, administrativos, contencioso-administrativos, gubernativos, laborales y fiscales, de todos los grados, jurisdicciones e instancias, elevando peticiones y ejerciendo acciones y excepciones en cualesquiera procedimientos, trámites y recursos, incluso el de casación y revisión y demás extraordinarios; prestar, cuando se requiera, la ratificación personal, absolver posiciones y confesión en juicio, bajo juramento decisivo o indecisorio.

- Nombrar apoderados y asignarles las facultades pertinentes, tanto con carácter general como para un acto u ocasión determinados, así como revocar los poderes concedidos en todo momento.

CONTINUA EN EL APARTADO H.

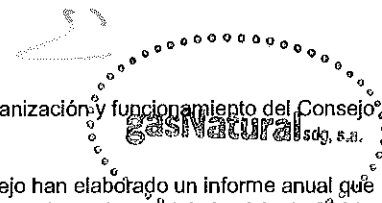
C.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Las Comisiones del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. son la Comisión Ejecutiva, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Auditoría y Control. Estas dos últimas tienen competencias de propuesta y estudio.

Las referidas Comisiones están reguladas en los Estatutos Sociales de la Compañía y en el Reglamento de organización y funcionamiento del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. y su Comisiones. Ambos documentos pueden consultarse en el Registro Mercantil de Barcelona y en la web de la Compañía (www.gasnaturalfenosa.com)

Durante 2014 no se han modificado ni los Estatutos Sociales ni el Reglamento de organización y funcionamiento del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. y sus Comisiones.

En cumplimiento del artículo 5 del Reglamento del Consejo, las Comisiones del Consejo han elaborado un informe anual que se ha sometido al Consejo de Administración sobre la calidad y eficiencia de su funcionamiento durante el ejercicio de 2014.



C.2.6 Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí

No

D OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPU

D.1 Identifique al órgano competente y explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo.

Órgano competente para aprobar las operaciones vinculadas

El Consejo de Administración.

Procedimiento para la aprobación de operaciones vinculadas

Conforme al artículo 16, in fine del Reglamento del Consejo: "...toda transacción directa o indirecta entre la Sociedad y un accionista significativo deberá someterse a la aprobación del Consejo de Administración, previo dictamen de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones del Consejo, que habrá de valorarla desde el punto de vista de la igualdad de trato y de las condiciones de mercado. Los Consejeros Dominicales afectados deberán abstenerse de intervenir en las deliberaciones y votaciones del Consejo. Tratándose de operaciones ordinarias, podrá otorgarse una autorización genérica de la línea de operaciones y de sus condiciones de ejecución."

El artículo 31 del Reglamento del Consejo contempla, entre otras funciones encomendadas a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, la de informar al Consejo sobre las transacciones que impliquen o puedan implicar conflictos de intereses y particularmente las transacciones con partes vinculadas que se sometan al Consejo.

Por último, el artículo 6.5 del Reglamento, impone al Consejo de Administración la obligación de incluir en la Memoria Anual y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo información sobre las transacciones realizadas con accionistas significativos a fin de que los demás accionistas puedan conocer su alcance e importancia.

Explique si se ha delegado la aprobación de operaciones con partes vinculadas, indicando, en su caso, el órgano o personas en quien se ha delegado.

El Consejo de Administración de 30 de septiembre de 2011, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, acordó otorgar una autorización genérica a las operaciones vinculadas de compra de red de polietileno de REPSOL BUTANO, S.A. que se realicen en condiciones normales de mercado. Dicha autorización es ejecutada por el Director General de Negocios Minoristas.

El Consejo de Administración de 25 de mayo de 2012, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, otorgó una autorización genérica para las operaciones ordinarias que se realicen en condiciones de mercado con CAIXABANK, S.A. o con cualquier entidad perteneciente al Grupo "la Caixa" relativas a: apertura de cuentas corrientes bancarias, inversiones financieras temporales generadas por los excedentes de tesorería de las operaciones corrientes, gestión de recibos al cobro, pagos diversos relacionados con la operativa habitual (nóminas, impuestos, Seguridad Social, proveedores y otros de similar naturaleza), emisión de tarjetas VISA y equivalentes, compra y venta de divisas al contado o a plazo con antelación al pago y cobro de facturas en moneda extranjera aprobadas, confirmación de cartas de crédito documentario, contratación de derivados de tipos de interés, así como contratos ISDA y CMOF, así como cualquier otro de similar naturaleza, que amparen todas o algunas de las operaciones anteriores). Dicha autorización es ejecutada por el Director General Económico-Financiero.

D.2 Detalle aquellas operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Intereses cargados	2.040

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	gasNatural sdg, s.a. Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Intereses devengados pero no pagados	54
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida	23.151
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Recepción de servicios	14.013
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Intereses abonados	17.276
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Intereses devengados pero no cobrados	22
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Prestación de servicios	764
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Acuerdos de financiación: otros	1.687.842
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Ventas de inmovilizado financiero	753.838
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Acuerdos de financiación: préstamos	200.000
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Recepción de servicios	1.808
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Compras de bienes terminados o no	375.262
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Intereses abonados	265
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Prestación de servicios	383
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Ventas de bienes terminados o no	1.118.714
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Acuerdos de financiación: otros	7.828
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Dividendos y otros beneficios distribuidos	269.295
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Garantías y avales	156.250
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Contratos de gestión	765.982
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	Comercial	Dividendos y otros beneficios distribuidos	309.445

D.3 Detalle las operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

D.4 Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

En todo caso, se informará de cualquier operación intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal:

Denominación social de la entidad de su grupo:

BUENERGIA GAS & POWER, LTD

Importe (miles de euros): 17.581

Breve descripción de la operación:

Dividendos percibidos de Ecoeléctrica Holding, Ltd.

Denominación social de la entidad de su grupo:



Importe (miles de euros): 17.581

Breve descripción de la operación:

Dividendos percibidos de Ecoeléctrica, L.P. y Ecoeléctrica Limited y abonados a Buenergia Gas & Power, Ltd.

Denominación social de la entidad de su grupo:

Ecoeléctrica Limited

Importe (miles de euros): 176

Breve descripción de la operación:

Dividendos percibidos de Ecoeléctrica, L.P. y abonados a Ecoeléctrica Holding, Ltd.

D.5 Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

0 (en miles de Euros).

D.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

1.- CONSEJEROS:

Los conflictos de interés están regulados en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración que contiene, al respecto, las siguientes estipulaciones:

- El Consejero deberá abstenerse de intervenir en las deliberaciones y de votar en los asuntos en los que se halle directa o indirectamente interesado y se plantee un conflicto de interés.
- Se considerará que también existe interés del Consejero cuando el asunto afecte a un miembro de su familia, o a una sociedad, entidad, o sus respectivos grupos, no pertenecientes al Grupo GAS NATURAL FENOSA, en la que desempeñe cargos o funciones de representación, dirección o asesoramiento, o tenga una participación significativa en su capital o haya sido propuesto por aquéllas como Consejero dominical en GAS NATURAL FENOSA.
- Los Consejeros deberán revelar al Consejo las situaciones personales, las de sus familiares más allegados e incluso de las sociedades controladas por ellos relativas a participaciones, cargos y actividades, pactos de sindicación y, en general, cualquier hecho, situación o vínculo que pueda resultar relevante para su leal actuación como administrador de la sociedad. Asimismo, los Consejeros Dominicales deberán informar al Consejo de cualquier situación de conflicto de interés entre la sociedad y el accionista que propuso su nombramiento, o que pudiera comprometer su deber de lealtad.
- El Consejero no podrá realizar directa o indirectamente transacciones profesionales o comerciales con la compañía o sociedades de su grupo, a no ser que informe anticipadamente de la situación de conflicto de intereses, y el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, apruebe la transacción. Tratándose de operaciones ordinarias, bastará la autorización genérica de la línea de operaciones y de sus condiciones de ejecución. En todo caso, las situaciones de conflicto de intereses en que se encuentren los administradores de la Sociedad serán objeto de información en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.
- En su condición de representante leal de la Sociedad deberá informar a esta última de las acciones de la misma, de que sea titular, directamente o a través de sociedades en las que tenga una participación significativa, siguiendo el procedimiento y demás trámites que se establezcan sobre inversión en acciones de GAS NATURAL SDG, S.A. y Sociedades participadas.
- Las votaciones sobre las propuestas de nombramiento, reelección o cese de Consejeros serán secretas, y en ellas, así como en sus deliberaciones, deberán abstenerse de intervenir los Consejeros afectados.
- El Consejero deberá notificar a la Sociedad los cambios significativos en su situación profesional y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.
- El Consejero informará a la Sociedad sobre cualquier tipo de reclamación judicial, administrativa o sobre hechos de cualquier índole en los que se encuentre implicado que, por su importancia, pudieran incidir gravemente en la reputación de la Sociedad. El Consejo examinará la cuestión y adoptará las medidas que sean aconsejables en interés de la Sociedad con la urgencia requerida.

- El Consejo de Administración procurará evitar en todo momento que los Consejeros Dominicales hagan uso de su posición para obtener ventajas patrimoniales sin contrapartida adecuada, en beneficio del accionista que les propuso para el cargo.

2.- CONSEJEROS Y DIRECTIVOS:

Por otra parte, el Código Interno de Conducta en materias relativas a los Mercados de Valores de GAS NATURAL SDG, S.A. dispone, en su apartado 6, la información que los Consejeros y directivos de la entidad deben facilitar en materia de conflictos de intereses.

"6.1. Las personas incluidas en el ámbito subjetivo del presente Código interno de Conducta, estarán obligadas a comunicar al Secretario del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A., acerca de los posibles conflictos de interés que puedan surgir con las relaciones societarias en las que tenga interés o con la titularidad de su patrimonio personal o familiar o con cualquier otra causa que interfiera en el ejercicio de las actividades que son objeto de esta norma.

En caso de dudas sobre la existencia o no de un conflicto de intereses, las personas obligadas deberán consultarlo al Secretario del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. quien resolverá por escrito. El Secretario podrá elevar el asunto a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, cuando por su especial trascendencia lo considere conveniente.

Las personas afectadas por posibles conflictos de intereses deberán mantener actualizada la información, dando cuenta de cualquier modificación o cese de las situaciones previamente comunicadas.

6.2. Las personas afectadas deberán abstenerse de participar en la adopción de cualquier decisión que pudiera quedar afectada por el conflicto de intereses con la Sociedad ...".

3.- ACCIONISTAS SIGNIFICATIVOS:

En relación a este apartado, el artículo 16, in fine, del Reglamento del Consejo establece:

"A tal efecto, toda transacción directa o indirecta entre la Sociedad y un accionista significativo deberá someterse a la aprobación del Consejo de Administración, previo dictamen de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones del Consejo, que habrá de valorarla desde el punto de vista de la igualdad de trato y de las condiciones de mercado. Los Consejeros Dominicales afectados deberán abstenerse de intervenir en las deliberaciones y votaciones del Consejo. Tratándose de operaciones ordinarias, podrá otorgarse una autorización genérica de la línea de operaciones y de sus condiciones de ejecución."

CONTINUA EN EL APARTADO H.

D.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí

No

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedad filial cotizada

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas del grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de intereses entre la filial cotizada y las demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

E SISTEMAS DE CONTROL Y GESTION DE RIESGOS

E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad.

El Sistema de Gestión de Riesgos funciona de forma integral, continua, consolidando dicha gestión por área o unidad de negocio o actividad, filiales, zonas geográficas y áreas de soporte (como por ejemplo recursos humanos, marketing o control de gestión) a nivel corporativo.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos.

Comisión de Auditoría y Control
Comité de Riesgos
Dirección General Económico Financiera
Dirección de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno
Dirección de Riesgos

E.3 Señale los principales riesgos que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

Precio de commodities
Volumen de gas
Precio de la electricidad
Volumen de electricidad
Regulatorio
Estratégico
Crédito
Tipo de Cambio
Tipo de interés
Liquidez
Imagen y Reputación
Fraude
Procesos
Accidentes
Medio Ambiente
Cambio Climático

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo.

La compañía cuenta con niveles de tolerancia al riesgo establecidos a nivel corporativo para las principales tipologías de riesgo.

El proceso de evaluación de riesgos nace en la identificación de los mismos, generalmente por parte de los negocios que soportan la exposición. Dicha identificación se produce en el momento de originarse la exposición. No obstante, anualmente se realiza una revisión en profundidad por parte de la Dirección de Riesgos para garantizar la correcta identificación de todas las exposiciones, tanto actuales como potenciales.

Es responsabilidad de la Dirección de Riesgos realizar la evaluación de los riesgos identificados, atendiendo a:

- Posición en riesgo: Definición y características.
- Variables de impacto.
- Severidad cualitativa y cuantitativa en caso de materialización del riesgo.
- Probabilidad de ocurrencia.
- Controles y mecanismos de mitigación empleados y efectividad de los mismos.

Finalmente, propondrá un nivel de tolerancia para las tipologías identificadas, que será aprobado por el Comité de Riesgos.

E.5 Indique qué riesgos se han materializado durante el ejercicio.

El principal riesgo materializado en el ejercicio ha sido de índole Regulatoria, derivado tanto de la nueva regulación de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables publicada en el mes de junio (RD 413/2014) como de las medidas adoptadas para garantizar la sostenibilidad económica del sector de gas natural, publicadas en el mes de julio (RDL 8/2014, Título III).

Todas las circunstancias que han incidido en la materialización de dicho riesgo responden a casuísticas exógenas, inherentes a las actividades desarrolladas por GAS NATURAL FENOSA.

Los riesgos restantes han evolucionado sin impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas: los sistemas de control interno han funcionado de manera adecuada. En este sentido, cabe destacar la estabilidad de los resultados a pesar de la evolución del Brent y del dólar USA durante el año, especialmente en el segundo semestre.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad.

Los riesgos susceptibles de afectar al desempeño de GAS NATURAL FENOSA se recogen en el Mapa de Riesgos de la Compañía. Dicho mapa es el principal medio de comunicación a la Comisión de Auditoría y Control en sus funciones de supervisión de los riesgos de la entidad.



En un nivel más operativo, la Dirección de Riesgos y otras áreas específicas (Regulación, Medio Ambiente, Generación) realizan mediciones periódicas de la evolución de los riesgos principales, señalando las indicaciones oportunas en caso de observar niveles de exposición o tendencias en su evolución que pudieran exceder la tolerancia establecida.

F SISTEMAS INTERNOS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF)

Describa los mecanismos que componen los sistemas de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera (SCIIF) de su entidad.

F.1 Entorno de control de la entidad

Informe, señalando sus principales características de, al menos:

F.1.1. Qué órganos y/o funciones son los responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

GAS NATURAL FENOSA ha definido su Sistema de Control Interno de Información Financiera (en adelante SCIIF) en la "Norma General del Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) de GAS NATURAL FENOSA".

Como parte del SCIIF, GAS NATURAL FENOSA ha definido, en la citada Norma General, el modelo de responsabilidades del mismo. Este modelo se articula en torno a los siguientes cinco ámbitos de responsabilidad:

- Consejo de Administración: Es responsable de la existencia de un SCIIF adecuado y eficaz, cuya supervisión tiene delegada en la Comisión de Auditoría y Control.

El Reglamento del Consejo de Administración en su artículo 5 apartado 19, establece que la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y seguimiento periódico de los indicadores y sistemas internos de control es una de las facultades cuyo ejercicio se reserva expresamente el Consejo.

- Comisión de Auditoría y Control: Esta Comisión tiene, entre otras, la responsabilidad en la supervisión del SCIIF. El Reglamento del Consejo de Administración en su artículo 32 apartado 2, indica que la Comisión tiene, entre otras, las siguientes competencias:

. Conocimiento y supervisión del proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada, velando por la correcta aplicación de los principios contables y por la inclusión de todas las sociedades que deban incluirse en el perímetro de consolidación.

. Conocimiento y supervisión de los sistemas y de la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la Sociedad, velando para que éstos identifiquen los diferentes tipos de riesgo que afronta la Sociedad y las medidas previstas para mitigarlos y para abordarlos en caso de que se materialicen en un daño efectivo. Discutir con los auditores de cuentas las debilidades significativas del sistema de control interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.

. Revisión de la información sobre actividades y resultados de la Compañía que se elaboren periódicamente en cumplimiento de las normas vigentes en materia bursátil, asegurándose que se formulan siguiendo los mismos criterios contables que las cuentas anuales y velando por la transparencia y exactitud de la información.

. Adoptar las medidas que considere convenientes en la actividad de auditoría, sistema de control financiero interior y cumplimiento de las normas legales en materia de información a los mercados y transparencia y exactitud de la misma.

Para el desarrollo de parte de estas funciones la Comisión de Auditoría y Control cuenta con la Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno.

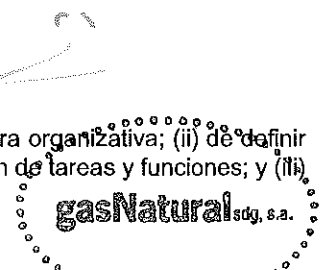
- Dirección General Económico – Financiera: Es responsable del diseño, implantación y funcionamiento del SCIIF. Para el desarrollo de esta función cuenta con la Unidad de Control Interno Financiero.

- Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno. En general, es responsable de apoyar a la Comisión de Auditoría y Control en la revisión continua y la mejora de la eficacia del Sistema de Control Interno en todos los ámbitos de GAS NATURAL FENOSA, aportando un enfoque sistemático y riguroso para el seguimiento y mejora de los procesos y para la evaluación de los riesgos y controles operacionales asociados a los mismos, incluidos los correspondientes al SCIIF y al Modelo de Prevención Penal.

- Unidades de negocio y unidades corporativas implicadas en el proceso de elaboración de información financiera. Son responsables de ejecutar los procesos y mantener la operativa diaria asegurando que se realizan las actividades de control implantadas.

F.1.2. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- Departamentos y/o mecanismos encargados: (i) del diseño y revisión de la estructura organizativa; (ii) de definir claramente las líneas de responsabilidad y autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones; y (iii) de que existan procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad.



El diseño y revisión de la estructura organizativa del primer nivel de dirección, así como la definición de las líneas de responsabilidad son realizados por el Consejo de Administración, por medio del Consejero Delegado y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Para garantizar la adecuada gestión de la información económico-financiera del grupo, la Dirección General Económico-Financiera ha desarrollado, como parte del SCIIF, una instrucción técnica consistente en un mapa de interrelaciones (flujos de información) del proceso de elaboración de información financiera en el que documenta las comunicaciones entre la Dirección General Económico-Financiera, los distintos responsables de los procesos y los responsables que son origen o destino de la información financiera y que se denomina "Mapa de interrelaciones de la información financiera de GAS NATURAL FENOSA".

En este sentido, seis son los ejes que GAS NATURAL FENOSA ha tenido en cuenta para la elaboración del mapa de interrelaciones de los procesos de elaboración de la información financiera:

- (i) la información necesaria para elaborar la información financiera;
- (ii) los responsables que sean origen o destino de la información financiera y
- (iii) la distribución de tareas entre las distintas unidades organizativas
- (iv) el alcance de dicha distribución a todas las empresas del grupo
- (v) la periodicidad de la transmisión de la información.
- (vi) los sistemas de información que intervienen en el proceso de elaboración y emisión de la información financiera;

De esta forma, mediante el mapa de interrelaciones de GAS NATURAL FENOSA, quedan definidos claramente los procesos que impactan en la elaboración de la información financiera, tanto los procesos operativos con impacto relevante sobre la información financiera como los procesos ligados al área administrativa y contable, y los responsables implicados en la misma.

- Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.

Dentro de los compromisos de la alta dirección de GAS NATURAL FENOSA se encuentra orientar sus esfuerzos a que las operaciones se desarrollen en un entorno de prácticas profesionales éticas, no sólo con la implantación de mecanismos encaminados a prevenir y detectar fraudes cometidos por empleados, o prácticas inapropiadas que puedan suponer sanciones, multas o dañar la imagen de GAS NATURAL FENOSA, sino también reforzando la importancia de los valores éticos y de integridad entre sus profesionales.

En este sentido, GAS NATURAL FENOSA cuenta con un Código de Conducta (en adelante Código Ético), el cual fue aprobado por el Consejo de Administración en sesión celebrada el 31 de marzo de 2005, que es de obligado cumplimiento para todos los empleados de GAS NATURAL SDG, S.A. y de todas las empresas participadas en las que GAS NATURAL FENOSA tiene el control de la gestión. Las actualizaciones y modificaciones del Código Ético son realizadas por el Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A.

Desde su aprobación, se ha modificado en cuatro ocasiones, la última de las cuales tuvo lugar el 27 de junio de 2014, con objeto de actualizarlo e incorporar los nuevos compromisos adquiridos por GAS NATURAL FENOSA en relación a la entrada en vigor de la reforma del Código Penal (Ley Orgánica 5/2010), la implantación de un Modelo de Prevención Penal en el Grupo, la emisión de la Política Anticorrupción de Gas Natural Fenosa y para adaptarlo a las mejores prácticas de Responsabilidad Corporativa.

El Código Ético recoge los principios éticos generales para el conjunto del GAS NATURAL FENOSA, que se concretan en los valores a seguir en la práctica en toda la organización y en el que se incluye: (i) Objeto (ii) ámbito de aplicación (implicación a todos los miembros de GAS NATURAL FENOSA); (iii) principios rectores de la conducta en GAS NATURAL FENOSA (declaración del estilo de gobierno del grupo); (iv) pautas de conducta (declaración de los valores clave de GAS NATURAL FENOSA); (v) aceptación y cumplimiento del Código; (vi) Comisión del Código Ético y (vii) vigencia.

El Código Ético considera como criterios generales rectores de la conducta en GAS NATURAL FENOSA la integridad y la responsabilidad en el desempeño profesional. Específicamente, establece una serie de pautas de conducta en mayor o menor medida relacionadas con la fiabilidad de la información financiera y el cumplimiento de la normativa aplicable, en concreto:

- Respeto a la legalidad, derechos humanos y a los valores éticos. (Apartado 4.1)

"GAS NATURAL FENOSA asume el compromiso de actuar en todo momento de acuerdo con la legislación vigente, con el Sistema Normativo interno establecido con las prácticas éticas internacionalmente aceptadas, con total respeto hacia los derechos humanos y las libertades públicas (...)"

- Tratamiento de la información y del conocimiento (Apartado 4.11):

"Todos los empleados que introduzcan cualquier tipo de información en los sistemas informáticos del grupo, deben velar porque ésta sea rigurosa y fiable.

En particular, todas las transacciones económicas del grupo deberán ser reflejadas con claridad y precisión en los registros correspondientes, a través de las correspondientes Cuentas Contables, así como todas las operaciones realizadas y todos los ingresos y gastos incurridos.

Los empleados de GAS NATURAL FENOSA se abstendrán de cualquier práctica que contravenga el compromiso de reflejar con claridad y precisión todas las transacciones económicas en las Cuentas del grupo".

Gas Natural Fenosa tiene además establecida una Política Anticorrupción, la cual fue aprobada por el Comité de Dirección en sesión celebrada el 3 de marzo de 2014, y que es de obligado cumplimiento para todos los empleados de todas las

empresas que conforman el grupo Gas Natural Fenosa con participación mayoritaria y a aquellas en las que se tiene responsabilidad en su operación y/o gestión. La Política se entiende como una extensión del capítulo 4.7: "Corrupción y Soborno" del Código Ético del grupo y tiene por objeto establecer los principios que deben guiar la conducta de todos los empleados y administradores de las empresas de Gas Natural Fenosa con respecto a la prevención, detección, investigación y remedio de cualquier práctica corrupta en el seno de la organización. Adicionalmente, GAS NATURAL FENOSA dispone de un Código Interno de Conducta en materias relativas a los Mercados de Valores, que también es aprobado por el Consejo de Administración de la compañía. En julio de 2005 se constituyó la Comisión del Código Ético de GAS NATURAL FENOSA con la misión principal de promover su difusión y aplicación en todo el grupo y facilitar un canal de comunicación a todos los empleados para recabar consultas y notificaciones de incumplimientos del Código y la Política Anticorrupción. Con objeto de que la Comisión del Código Ético pueda ejecutar sus funciones de forma objetiva e independiente, la Comisión está presidida por la Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno y está formada por representantes de diferentes Unidades implicadas en el seguimiento del cumplimiento del Código Ético y la Política Anticorrupción.

La Comisión reporta regularmente a la alta dirección y trimestralmente a la Comisión de Auditoría y Control. Su naturaleza es de informe y recomendación, proponiendo acciones correctoras a las unidades encargadas de dar solución a los problemas que plantea la aplicación práctica del Código Ético y de la Política Anticorrupción y actuando a su vez de enlace entre éstas y los empleados. El régimen sancionador, en los casos que sea necesario, es establecido por la Unidad de Recursos Humanos. Asimismo, la Comisión del Código Ético puede proponer y así lo ha hecho en varias ocasiones, actualizaciones de los contenidos del Código. Dichas actualizaciones son, en primera instancia, aprobadas por la Comisión de Auditoría y Control y, posteriormente, ratificadas por el Consejo de Administración.

Además se han establecido Comisiones Locales del Código Ético que se encargan de promover la difusión y aplicación del Código en algunos de los países en que GAS NATURAL FENOSA se encuentra presente, en concreto, Argentina, Brasil, México, Colombia, Panamá, Italia y Moldavia.

Para favorecer no sólo el ejercicio de dicha responsabilidad sino también el conocimiento y difusión del Código Ético, éste se encuentra disponible en 9 idiomas:

- Desde el exterior: web corporativa de GAS NATURAL FENOSA.
- Internamente, en la plataforma del grupo Naturalnet.

Adicionalmente se han desarrollado cursos de formación "on line" a través de la Universidad Corporativa de GAS NATURAL FENOSA, que son obligatorios para todos los empleados de GAS NATURAL FENOSA.

GAS NATURAL FENOSA, a través de la Comisión del Código Ético, lleva a cabo de forma periódica campañas de Declaración de Cumplimiento del Código Ético y la Política Anticorrupción, con el fin de dar a conocer las pautas de conducta que se esperan de todos los empleados, difundir los mecanismos existentes para realizar consultas y notificaciones, así como formalizar periódicamente el compromiso por parte de todos los empleados del grupo con la ética y la integridad.

GAS NATURAL FENOSA, para fomentar el conocimiento del Código Ético entre sus proveedores y empresas colaboradoras recoge en las Condiciones Generales Globales de Contratación una cláusula en la que promueve entre los proveedores prácticas acordes con las pautas de conducta incluidas en el Código Ético de Gas Natural Fenosa, y se informa a los mismos donde pueden encontrar el Código Ético del grupo, así como información del canal de consultas y notificaciones de aspectos relacionados con el Código Ético.

- Canal de denuncias, que permita la comunicación al comité de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.

La ética profesional en GAS NATURAL FENOSA se centra en la integridad y la responsabilidad profesional, entendiendo la integridad como la actuación ética, honrada y de buena fe y la responsabilidad profesional, como la actuación proactiva, eficiente y enfocada a la excelencia, calidad y la voluntad de servicio.

Tal y como se establece en el artículo 32.2 del Reglamento del Consejo y sus Comisiones, la Comisión de Auditoría y Control tiene como competencias "establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que advierten en el seno de la empresa".

Asimismo, el Consejo de Administración en su reunión de fecha 31 de marzo de 2006, estableció que aquellas notificaciones recibidas a través del procedimiento de notificación de incumplimientos del Código Ético de GAS NATURAL FENOSA, relacionadas con fraude, auditoría o fallos en la contabilidad y control interno, sean transmitidas directamente a la Comisión de Auditoría y Control.

Como se ha comentado en el apartado anterior y como mecanismo para obtener un mayor grado de control interno sobre el cumplimiento de los principios incluidos en el Código Ético, en julio de 2005 se constituyó la Comisión del Código Ético de GAS NATURAL FENOSA, siendo una de sus principales funciones la de facilitar y supervisar un canal de comunicación a todos los empleados para recabar consultas y notificaciones de incumplimientos del Código, y facilitar así la resolución de conflictos relacionados con la aplicación del Código Ético y de la Política Anticorrupción y la de realizar informes a los Órganos de Gobierno de GAS NATURAL FENOSA acerca de la difusión y cumplimiento del Código Ético y de la Política Anticorrupción, así como de las actividades de la propia Comisión.

El citado canal de comunicación corresponde a un canal abierto (correo electrónico, fax, correo postal y correo interno) entre la Comisión del Código Ético y todos los empleados de GAS NATURAL FENOSA para tratar materias relacionadas con el código. Este canal permite a todos los empleados del grupo, proveedores y empresas colaboradoras recabar o proporcionar información sobre cualquier cuestión relacionada con el Código Ético y la Política Anticorrupción. También pueden ponerse en contacto con la Comisión del Código Ético para comunicar de buena fe y confidencialmente conductas contrarias al Código. Todo ello ajeno a la jerarquía de la operativa habitual de los empleados.

Todas las comunicaciones entre la Comisión del Código Ético y los empleados de GAS NATURAL FENOSA son absolutamente confidenciales, respetándose las limitaciones establecidas en la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal. En este sentido, el presidente de la Comisión (Director de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno) es el único miembro, en primera instancia, autorizado para conocer el conjunto de la información de todas las consultas y notificaciones recibidas del grupo a través del procedimiento de consulta y notificación. Asimismo, las notificaciones relacionadas con fraude, la auditoría o fallos en los procesos contables o control interno son transmitidas directamente a la Comisión de Auditoría y Control.



Estas consultas y notificaciones son tratadas y resueltas por la Comisión del Código Ético.

En el informe de Responsabilidad Corporativa 2014 de GAS NATURAL FENOSA se da más información de detalle sobre el Código Ético, la Política Anticorrupción, las actividades de la Comisión del Código Ético y la utilización del canal de comunicación.

- Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.

La necesidad de contar con una cualificación suficiente y, sobre todo actualizada, de los profesionales involucrados en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, hace que sea imprescindible desarrollar un plan de formación adecuado, de forma que las personas responsables de cada área puedan contar con los conocimientos necesarios para poder llevar a cabo las distintas funciones incluidas en el proceso de preparación y revisión de la información financiera.

Para ello, GAS NATURAL FENOSA cuenta con una Universidad Corporativa que es la responsable de la gestión del conocimiento y el desarrollo de personas en todo el ámbito de la compañía. La Universidad Corporativa cuenta con la certificación ISO 9001-2008 renovada en 2014 y con la acreditación CLIP desde 2003 y renovada por última vez en el año 2013 para un periodo de cinco años. Esta certificación reconoce la calidad de los procesos de aprendizaje y desarrollo de personas en las organizaciones de educación empresarial.

Los objetivos de la Universidad Corporativa son, entre otros: asegurar la gestión del conocimiento en una organización multinacional y multicultural; posicionar a la organización como referente en formación en el sector energético; garantizar que los empleados adquieran los conocimientos técnicos y las habilidades necesarias para alcanzar los objetivos estratégicos marcados y transmitir y compartir la experiencia y las mejores prácticas existentes en la compañía. Desde 2013 se ha ido implantando en la compañía un nuevo modelo, basado en itinerarios de aprendizaje, que ha supuesto una evolución importante en el modelo de capacitación, ya que alinea al máximo la actividad formativa con los objetivos de negocio. Los itinerarios, que abordan grandes funciones o roles de la organización, están compuestos por tres bloques: conocimientos de contexto, que forman parte de todos los itinerarios y proporciona conocimientos fundamentales del entorno donde actúa la compañía; conocimientos funcionales, asignados por los negocios a un puesto o perfil; y habilidades, asociadas a las veinticuatro competencias contempladas en el Modelo de Liderazgo de GAS NATURAL FENOSA.

El Modelo de Liderazgo se ha ido desplegando desde 2012 por los distintos niveles de la organización. En 2014, el grupo sobre el que se incidió fue el de jefaturas, compuesto por los jefes de departamento, jefes de servicio, de unidad y de equipo. A ellos se ha dirigido específicamente el Programa Savia, un programa formativo cuyo objetivo es fortalecer el rol actual de las jefaturas, que deben ser los agentes del cambio en la implantación global de los nuevos procesos asociados a los retos estratégicos. Ciento trece personas de las distintas unidades del Área Económico-Financiera (Administración y Fiscal, Control de Gestión, Finanzas, Relaciones con Inversores y Riesgos), dedicaron más de 4.000 horas a formarse en excelencia operativa, contenido fundamental del Programa Savia.

Otro de los programas relevantes para GAS NATURAL FENOSA es Compromiso con la Seguridad y Salud, que impulsa un cambio cultural cualitativo para obtener una mejora significativa en este ámbito. En 2014, 562 personas del Área Económico-Financiera participaron en distintas actividades formativas organizadas por la Universidad Corporativa dentro de este programa, sumando más de 3.700 horas dedicadas a la capacitación en seguridad.

Los conocimientos específicos para el área económico financiera tienen varios objetivos, entre ellos, homogeneizar los procesos económico financieros desarrollados en cualquier ámbito de la organización; la actualización de los criterios contables, fiscales, financieros, de gestión de riesgos, de control de gestión, de normativa internacional y de los conocimientos técnicos del área fiscal; así como proporcionar conocimientos suficientes sobre valoración de empresas, derivados financieros y análisis de estados financieros.

En total, en el año 2014 más de 200 profesionales del área económico-financiera dedicaron cerca de 1.400 horas a su capacitación en contenidos específicos, destacándose entre otras materias, la formación relativa a control de gestión, estrategia e innovación, al análisis del riesgo de crédito, finanzas para no financieros, el análisis de la reforma fiscal, la declaración de la renta y los tributos locales.

F.2 Evaluación de riesgos de la información financiera

Informe, al menos, de:

F.2.1. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- Si el proceso existe y está documentado.

El enfoque seguido por GAS NATURAL FENOSA para llevar a cabo el proceso de identificación y análisis de los riesgos de la información financiera está recogido en tres matrices interrelacionadas:

- La matriz de definición de alcance de la información financiera
- La matriz de riesgos asociados a la información financiera
- La matriz de actividades de control de la información financiera



- Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia.

La matriz de definición de alcance de la información financiera tiene por objeto identificar las cuentas y los desgloses que tienen un riesgo significativo asociado, cuyo impacto potencial en la información financiera es material y requiere, por tanto, especial atención. En este sentido, en el proceso de identificación de las cuentas y desgloses significativos se han considerado una serie de variables cuantitativas (saldo y variación de la cuenta) y cualitativas (complejidad de las transacciones; cambios y complejidad en la normativa; necesidad de utilizar estimaciones o proyecciones; aplicación de juicio e importancia cualitativa de la información). La metodología para la elaboración de la matriz de alcance se ha descrito en una instrucción técnica denominada "Matriz de definición de alcance de la información financiera de GAS NATURAL FENOSA".

Para cada una de las cuentas/desgloses significativos se han definido los procesos y subprocesos críticos asociados a las cuentas/desgloses significativos recogidos en la matriz de definición de alcance y se han identificado los riesgos que pudieran generar errores en la información financiera, cubriendo los objetivos de control de existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones, en la "Matriz de riesgos de la información financiera de GAS NATURAL FENOSA".

Asimismo, en la Matriz de riesgos se han identificado los riesgos asociados al logro de los objetivos de la información financiera, teniendo en cuenta en dicha identificación los efectos de otras tipologías de riesgos (por ejemplo: operativos, tecnológicos, financieros, reputacionales, etc.) que forman parte del Mapa de Riesgos Corporativo de GAS NATURAL FENOSA.

Por último, las actividades de control, tanto generales como de procesos, consistentes en las políticas y procedimientos incorporados en todas las etapas del proceso de la información financiera y que garantizan su fiabilidad, se recogen en la "Matriz de actividades de control de la información financiera de GAS NATURAL FENOSA".

Tanto la Matriz de definición de alcance, como la Matriz de riesgos, como la Matriz de actividades de control, se actualizan anualmente.

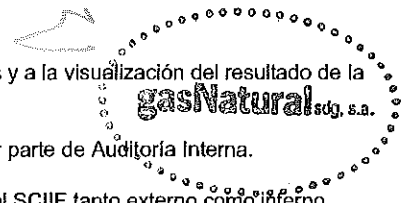
- La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial.

GAS NATURAL FENOSA, consciente de la importancia de disponer de una herramienta que asegure el control adecuado de la gestión del SCIIF, implantó en el año 2013 la aplicación SAP GRC Process Control, para la gestión integral de la documentación, evaluación y supervisión del control interno en los procesos de GAS NATURAL FENOSA. Esta implantación, realizada en el marco del programa de mejora de eficiencia de GAS NATURAL FENOSA, se llevó a cabo, inicialmente, en todas las sociedades españolas con participación mayoritaria y en las que se tiene responsabilidad en su operación y/o gestión. En el año 2014 se ha realizado la implantación de la herramienta SAP GRC Process Control en Colombia y en el Centro de Servicios Compartidos Económico-Financiero de Latinoamérica, estando prevista su progresiva implantación en el resto de países donde GAS NATURAL FENOSA está presente. En la implantación de SAP GRC Process Control, tanto a nivel nacional como en este año 2014 a nivel internacional, se ha contado con el apoyo de los usuarios responsables de los controles claves del SCIIF y de la Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno.

A excepción de la matriz de definición de alcance, en SAP GRC Process Control está integrado el modelo SCIIF de GAS NATURAL FENOSA. En esta herramienta están identificados los Controles Generales del Entorno y los Generales del Ordenador, los procesos críticos, sus riesgos asociados, así como las actividades de control que los mitigan, recogidos en las matrices de riesgos y controles anteriormente indicadas. Asimismo, quedan identificadas e integradas en la estructura de procesos las unidades responsables de la ejecución de las actividades de control.

Entre los beneficios que aporta la implantación de SAP GRC Process Control se encuentran los siguientes:

- Centraliza toda la documentación y gestión del SCIIF de GAS NATURAL FENOSA de forma homogénea.
- Integra el control interno de la información financiera en los procesos de negocio y corporativos, permitiendo a cada unidad organizativa responsable realizar, periódicamente, la evaluación de sus controles, aportando las evidencias necesarias y, anualmente, ejecutar el proceso de certificación interna del SCIIF.
- Utiliza workflows y formularios para la gestión de las actividades de control, la documentación de las evidencias de la ejecución de las mismas y para los planes de acción.



- Permite el acceso documental a las evidencias de los controles sobre los procesos y a la visualización del resultado de la evaluación de forma ágil e inmediata.
- Constituye una herramienta de apoyo para el proceso de supervisión del SCIIF por parte de Auditoría Interna.
- Facilita la obtención y soporte de la información requerida para el reporting sobre el SCIIF tanto externo como interno

Tras la puesta en explotación de SAP GRC Process Control en abril de 2013, en el ejercicio 2014 se han realizado las peticiones de evaluación de los controles conforme a los calendarios establecidos, solicitando las evidencias de la realización de los controles a las unidades involucradas en el SCIIF, de acuerdo a la periodicidad fijada en cada caso. Esta evaluación permite, si procede, identificar e informar de debilidades y de los planes de acción necesarios.

Como parte de los procesos críticos identificados, se encuentra el proceso de identificación del perímetro de consolidación de GAS NATURAL FENOSA y se ha descrito en una instrucción técnica denominada "Ciclo de Cierre Consolidado del grupo GAS NATURAL FENOSA".

- Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, medioambientales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.

Dentro del proceso de identificación de riesgos definido por GAS NATURAL FENOSA en su SCIIF, se ha considerado la problemática relacionada con el fraude como un elemento muy relevante. En este sentido, la política de control del riesgo del fraude de GAS NATURAL FENOSA se centra en tres pilares básicos:

- Prevención del fraude.
- Detección del fraude.
- Investigación y gestión de las situaciones de fraude.

Se han definido controles antifraude preventivos que se clasifican en dos categorías. Los denominados controles activos, considerados barreras para restringir o impedir el acceso a los activos valiosos a aquellos que puedan intentar cometer un fraude. Por otro lado, los controles pasivos pretenden detener la realización del fraude a través de medidas disuasorias.

- Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.

La supervisión de la eficacia del SCIIF es responsabilidad de la Comisión de Auditoría y Control. Para el desarrollo de esta función la Comisión de Auditoría y Control cuenta con la Unidad de Auditoría interna, Compliance y Control Interno y con Auditoría externa (ver apartado F.5).

F.3 Actividades de control

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

- F.3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

GAS NATURAL FENOSA realiza revisiones periódicas de la información financiera elaborada, así como de la descripción del SCIIF, conforme a distintos niveles de responsabilidad que garantizan la calidad de la misma.

Como primer nivel de revisión, los responsables del cierre contable de cada sociedad de GAS NATURAL FENOSA revisan la información financiera elaborada para asegurar su fiabilidad.

Asimismo, la información financiera de GAS NATURAL FENOSA es revisada periódicamente por el responsable de la Dirección General Económico Financiera identificando posibles desviaciones. En este sentido, la Dirección General Económico-Financiera reporta a la Comisión de Auditoría y Control la información financiera regulada, velando por la transparencia y exactitud de la información y haciendo mención a los sistemas internos de control y a los criterios contables aplicados. Asimismo informa sobre los principales procedimientos contables, juicios, estimaciones, valoraciones y procesos utilizados en la elaboración de la información económico-financiera y los estados financieros, sobre los principales riesgos y contingencias y su cobertura mediante provisiones, y sobre las Políticas y Sistemas de Gestión y Control de Riesgos en GAS NATURAL FENOSA.

En última instancia, el Director General Económico Financiero certifica la razonabilidad de las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al Consejo de Administración para su aprobación.



Por otro lado, tal y como se recoge en la "Norma General del Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) de GAS NATURAL FENOSA", las actividades de control definidas por el grupo en su SCIIF cumplen con el objetivo fundamental de asegurar que la información financiera de GAS NATURAL FENOSA represente la imagen fiel del grupo.

Las actividades de control definidas en el SCIIF incluyen tanto controles generales como controles en los procesos críticos.

Los controles generales son mecanismos que, si bien no permiten obtener un grado de control suficiente en los procesos del grupo, permiten la consecución de una serie de objetivos claves para la consecución de un SCIIF eficaz, es decir, son aquellos que describen las políticas y directrices diseñadas para proteger el SCIIF de GAS NATURAL FENOSA en su conjunto.

Por otro lado, todos los procesos críticos identificados han sido documentados mediante la matriz de actividades de control así como por las correspondientes instrucciones técnicas descriptivas de los procesos. En la herramienta de gestión del SCIIF, SAP GRC Process Control, se encuentran identificados estos procesos críticos, sus riesgos asociados y las actividades de control que los mitigan, así como la documentación descriptiva de dichos procesos. En este sentido, GAS NATURAL FENOSA ha identificado todos los procesos necesarios para la elaboración de la información financiera, en los que se han utilizado juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes, considerando todos ellos como críticos. De forma periódica, se informa a la Comisión de Auditoría y Control de las principales hipótesis empleadas para estimar la información financiera que depende de juicios, valoraciones y proyecciones relevantes.

En la documentación incorporada a SAP GRC de los procesos críticos y actividades de control se ha incluido la información siguiente:

- Descripción del proceso.
- Diagrama de flujo de información del proceso.
- Mapa de sistemas que interactúan en el proceso.
- Descripción de los riesgos de información financiera asociados a los diferentes procesos y objetivos de control
- Definición de actividades de control para la mitigación de los riesgos identificados y sus atributos.
- Descripción de los responsables de los procesos y de las actividades de control.

Asimismo, en la definición de las actividades de control se han identificado las siguientes clasificaciones de actividades de control, atendiendo a cinco criterios siguientes:

- Alcance: En función del alcance de las actividades de control, éstas se pueden dividir en:
 - Actividades de control generales.
 - Actividades de control de procesos.
- Implementación: las actividades de control se han clasificado en implementadas y no implementadas.
- Nivel de automatización: En función del nivel de automatización de las actividades de control, éstas se pueden dividir en automáticas y manuales.
- Naturaleza de la actividad: En función de la naturaleza de las actividades de control, éstas se pueden dividir en preventivas o detectivas.
- Frecuencia: En función de la recurrencia que tenga la actividad en el tiempo, por ejemplo: anual, semanal, mensual, diaria, etc.

Por último, en el SCIIF de GAS NATURAL FENOSA se ha definido el modelo de certificación interna anual de los controles identificados en los procesos críticos que deben realizar las Unidades de negocio y corporativas implicadas en el proceso de elaboración de la información financiera. El lanzamiento y seguimiento de este proceso de certificación es responsabilidad de la Unidad de Control Interno. Para llevar a cabo este proceso de certificación interna, las unidades involucradas utilizan las funcionalidades integradas en la herramienta SAP GRC Process Control para la gestión del SCIIF de GAS NATURAL FENOSA (ver apartado F.2.1).

Por su parte, la Unidad de Auditoría Interna se encarga de revisar y evaluar las conclusiones sobre el cumplimiento y efectividad resultante del proceso anual de certificaciones internas de las unidades responsables de los controles, de identificación de las debilidades y de los planes de acción.

F.3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

Para los procesos críticos asociados a la elaboración y publicación de la información financiera de Gas Natural Fenosa que han sido definidos en el SCIIF del grupo, se han identificado las actividades de control que operan en los sistemas de información, tanto para los utilizados de forma directa en su preparación de información financiera como para los que resultan relevantes en el proceso o control de las transacciones que se reflejan en ella.

A nivel general, dentro del mapa de sistemas de información de Gas Natural Fenosa, se han definido e implantado una serie de políticas para garantizar los siguientes aspectos:

- ? La seguridad de acceso tanto a los datos como a las aplicaciones.
- ? El control sobre los cambios en las aplicaciones.
- ? La correcta operación de las aplicaciones.
- ? La disponibilidad de los datos y la continuidad de las aplicaciones.
- ? Una adecuada segregación de funciones.

a) Seguridad de acceso:

Se han definido una serie de medidas a diferentes niveles para garantizar la confidencialidad y evitar el acceso no autorizado tanto a los datos como a las aplicaciones. La gestión y autenticación de la mayoría de los usuarios internos, se realiza de forma centralizada en los Directorios de OIM (Oracle Identity Manager), que aseguran su confidencialidad.

La Compañía cuenta con dos CPD principales (Madrid y Barcelona) que permiten facilitar la disponibilidad de los sistemas de información en caso de contingencia. Únicamente el personal autorizado puede acceder a dichas salas, quedando todos los accesos registrados y, posteriormente, son revisados para analizar cualquier anomalía.

Las comunicaciones con estos sistemas incluyen sistemas como Firewall, IPS y antivirus para reforzar internamente el control ante amenazas.

Asimismo, se está trabajando en la elaboración y actualización de los BRS (Business Recovery Systems) de los principales sistemas de información.

Finalmente, a nivel de aplicativo, sistema operativo y base de datos, se utiliza el par usuario-contraseña como control preventivo. A nivel de dato, se han definido perfiles que limitan el acceso a los mismos pero no se ha desarrollado una matriz de segregación de funciones que asegure que las funciones son incompatibles.

b) Control de cambios:

Se ha desarrollado e implantado una metodología de gestión del cambio en base a las mejores prácticas la cual establece las cautelas y validaciones necesarias para limitar el riesgo en dicho proceso.

Entre los principales aspectos que se recogen se incluyen los siguientes:

- ? Aprobación por parte del Comité Técnico, Comité de Cambios y Negocio.
- ? Realización de pruebas en los diferentes entornos, previo paso a producción.
- ? Entornos específicos para las tareas de desarrollo y pruebas.
- ? Procedimientos de marcha atrás.
- ? Segregación de funciones en la mayoría de los entornos entre los equipos de desarrollo y de producción.
- ? Seguimiento y control en cualquier fase de desarrollo.
- ? Manuales de usuario y cursos de formación.
- ? Mantenimiento periódico de la documentación relativa a los cambios.

c) Operación:

Para garantizar que las operaciones se realizan de forma correcta se lleva a cabo una monitorización a cuatro niveles:

- ? Todas las interfaces entre sistemas son monitorizadas para asegurar su correcta ejecución.
- ? A nivel perimetral se dispone de diferentes indicadores de disponibilidad para evitar cortes en las comunicaciones.
- ? Validaciones automáticas sobre los datos introducidos de forma que sean acordes a los esperados en base a su naturaleza, rango, etc.
- ? De las infraestructuras que soportan las aplicaciones.

Adicionalmente, existe un servicio interno de "Help Desk" al que los usuarios finales pueden dirigirse y disponen de una herramienta de gestión para reportar cualquier tipo de incidencia.

d) Disponibilidad y continuidad:

La mayoría de los sistemas cuentan con alta disponibilidad local, teniendo sus servidores redundados ubicados en el mismo CPD. La alta disponibilidad de los sistemas de información permite asegurar su disponibilidad en caso de incidencias.

Adicionalmente, se está realizando de forma periódica una copia de seguridad de los datos, que se mantiene en un lugar seguro temporalmente en base a los requerimientos legales establecidos para cada uno de los sistemas. Los datos se copian y almacenan en ubicaciones diferentes lo que evita la pérdida de información. Para restaurar estos datos, existe un procedimiento específico, si bien no se llevan a cabo pruebas de forma periódica.

e) Segregación de Funciones:

El acceso a los Sistemas de Información está definido en base a roles y perfiles que definen las funcionalidades a las que un usuario debe tener acceso. Se utilizan estos perfiles para limitar el acceso de los usuarios a los Sistemas de Información

f) Cumplimiento Regulatorio: LOPD

Gas Natural Fenosa se encuentra adecuada y cumple con la Ley Orgánica de Protección de Datos con el fin de garantizar y proteger los datos de carácter personal de sus empleados y clientes en base a lo establecido en la Ley Orgánica 15/1999 del 13 de diciembre.

El responsable del fichero vela por el cumplimiento de la ley en Gas Natural Fenosa:

- ? Procediendo a la inscripción de los ficheros ante la AEPD de todos los ficheros que tratan datos de carácter personal.
- ? Asegurando que los datos son adecuados y veraces y tratados de modo proporcional a la finalidad para la que fueron recabados.
- ? Garantizando el cumplimiento de los deberes de secreto y seguridad.
- ? Informando a los titulares en la recogida de éstos y obteniendo el consentimiento para su tratamiento.
- ? Garantizando el ejercicio de los derechos ARCO.
- ? Asegurando que se cumpla la ley, en sus relaciones con terceros que le presten servicios con acceso a datos personales, estableciendo mediante contrato que el encargado tratará los datos conforme a las instrucciones del responsable del fichero, que no los aplicará o utilizará con fin distinto al que figure en dicho contrato, ni los comunicará, ni siquiera para su conservación, a otras personas (se aplican las mismas medidas de seguridad que el responsable del fichero).
- ? Cumpliendo con la legislación sectorial que aplica a Gas Natural Fenosa.

En base al artículo 9 de la LOPD, donde condiciona las medidas de seguridad a la tecnología, Gas Natural Fenosa adopta las medidas de índole técnica que garantizan la seguridad de los datos de carácter personal y evitan su alteración, pérdida, tratamiento o acceso no autorizado para garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de los datos.

Según el artículo 96 de la LOPD, Gas Natural Fenosa realiza auditorías bienales de sus sistemas de Información con el objeto de cumplir con lo citado en el Reglamento así como en todos los procedimientos e instrucciones en materia de protección de datos.

F.3.3. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

GAS NATURAL FENOSA ha desarrollado una serie de políticas y procedimientos destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, todas ellas aprobadas por los niveles establecidos en el grupo, entre los que destacan la existencia de una "Norma General de Contratación Externa", una "Norma General de Calidad de Proveedores" y los procedimientos que las desarrollan, y el "Procedimiento de Due Diligence de Contraparte".

En este contexto, GAS NATURAL FENOSA establece en la "Norma General de Contratación Externa" los principios generales de necesaria aplicación a toda adjudicación y contratación de obras, bienes y servicios llevados a cabo por el grupo, garantizando un modelo homogéneo eficiente y de calidad para la gestión del proceso de Compras en GAS NATURAL FENOSA.

Esta Norma también establece, con carácter general, las responsabilidades de las distintas Unidades en el proceso de contratación, entre las que se incluye al área de Compras como responsable de promover el mantenimiento de relaciones a largo plazo y de confianza con los proveedores estableciendo mecanismos objetivos e imparciales de evaluación, selección y velando por cumplir siempre con los principios que establece el Código Ético de conducta de GAS NATURAL FENOSA, la Política de Derechos Humanos así como la Política de Seguridad y Salud. Así mismo establece la obligatoriedad de la evaluación inicial de todos los proveedores potenciales antes de su participación en un proceso de compras, donde se evalúan entre otros aspectos legales, financieros, solvencia, calidad, seguridad, medio ambiente y responsabilidad corporativa, así como la evaluación periódica de los mismos. En determinados procesos se requiere su homologación para asegurar la calidad de los bienes y servicios que se adquieren, en colaboración con las Unidades de negocio.

Con este objetivo, GAS NATURAL FENOSA ha desarrollado, en la "Norma General de Calidad de Proveedores" y en el procedimiento que la desarrolla, los principios básicos que rigen el proceso de evaluación y homologación de los proveedores del grupo, entre los que destacan el establecimiento de procedimientos y controles que garanticen el cumplimiento de los requisitos exigidos en las especificaciones por parte de los proveedores potenciales y adjudicatarios y además se requiere adicionalmente la homologación de aquellos proveedores de determinados servicios o suministros de materiales incluidos en las necesidades de homologación definidas por criterios de criticidad o importe.

Asimismo se lleva a cabo la medición del desempeño realizada mediante encuestas de satisfacción del servicio sobre aquellos proveedores considerados significativos por su importe o trascendencia, estableciendo en los casos necesarios las medidas correctoras oportunas en cualquier etapa del proceso.

En este contexto, el área de Compras, acorde a los criterios de GAS NATURAL FENOSA, define o acuerda los indicadores de control del proceso de evaluación y homologación previa a la contratación de los proveedores y de productos, así como el seguimiento del mantenimiento de los requisitos de contratación, para garantizar los niveles de calidad de los productos y servicios adquiridos. Para los proveedores que desarrollan actividades o suministran productos que precisan homologación se han definido tres tipologías principales de homologación (A, B o C). Para la primera categoría (A), el proveedor debe cumplir con los requisitos exigidos por GAS NATURAL FENOSA para la actividad a realizar y poseer, para ellas, Certificado de Registro de Empresa ISO 9001 vigente y emitido por un organismo certificador acreditado. En la categoría B, el proveedor cumple los requisitos exigidos por GAS NATURAL FENOSA para la actividad a realizar pero no dispone de un sistema de gestión de calidad certificado. La exigencia de una u otra categoría de homologación se determina en función de la importancia cuantitativa o cualitativa en relación al servicio prestado.

La tercera de las categorías (C) es provisional y son supuestos de proveedores con no conformidades en el proceso de homologación pero que han presentado un Plan de Acciones Correctivas aceptado por GAS NATURAL FENOSA. En el plazo otorgado, nunca superior a un año, y una vez confirmada la elaboración e implantación de dicho Plan los proveedores obtendrán la categoría requerida.

Las principales áreas que afectan a procesos críticos de la información financiera que GAS NATURAL FENOSA tiene subcontratadas a terceros son:

- Determinados procesos del área de Sistemas
- Procesos de lectura y medida
- Determinados procesos de Servicio al Cliente
- Operador logístico
- Proceso de nóminas y gestión de personal.
- Gestión de obras y mantenimiento del negocio de Distribución
- Determinados servicios a clientes del negocio Minorista

Asimismo, las Unidades de Negocio realizan la supervisión y el control de calidad de sus proveedores para determinar si ofrecen los niveles de calidad requerida en la ejecución de los trabajos. En caso contrario, envían las propuestas de retirada de la homologación/acreditación a suministradores/productos/personas como consecuencia de deficiencias en el desempeño de los servicios o productos.

GAS NATURAL FENOSA utiliza a expertos en trabajos que sirven de soporte a valoraciones, juicios o cálculos contables, únicamente cuando éstos están inscritos en los correspondientes Colegios Profesionales, o acreditación equivalente, manifiestan su independencia y son empresas de prestigio reconocido en el mercado.

Asimismo, GAS NATURAL FENOSA tiene definido el "Procedimiento de Due Diligence de Contraparte" que persigue, en general, la cobertura de los principales riesgos legales y reputacionales que intervienen en las relaciones de negocio con terceros y, en particular, la cobertura de los delitos asociados al riesgo de corrupción.

La Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno de GAS NATURAL FENOSA audita los procesos y correcta aplicación de la normativa de Compras y Calidad de Proveedores y Due Diligence de Contraparte y en el caso de detectar incumplimientos se realizan las correspondientes acciones correctivas.

F.4 Información y comunicación

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.4.1. Una función específica encargada de definir, mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables) y resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables de las operaciones en la organización, así como un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.



gasNatural S.A.

La Dirección General Económico-Financiera a través de la Unidad de Planificación Contable y Control Interno tiene, entre otras funciones, la responsabilidad de mantener actualizadas las políticas contables aplicables al grupo. En este sentido es responsable de la actualización del "Plan Contable de GAS NATURAL FENOSA", que incluye los Criterios contables y el Plan de cuentas del grupo, así como del análisis de los cambios contables que pudieran tener un impacto en la información financiera de GAS NATURAL FENOSA.

La actualización del "Plan Contable de GAS NATURAL FENOSA" se realiza con periodicidad anual, siendo su última actualización en diciembre de 2014. En las actualizaciones se revisan tanto los criterios contables en base a los cambios en la normativa NIIF-UE aplicable como la estructura contable del grupo, asegurando la trazabilidad entre los planes de cuentas individuales de las filiales del grupo y el Plan de cuentas de GAS NATURAL FENOSA, que sirve como base para elaborar los distintos reportings de la información financiera a suministrar a organismos externos y de la información de Control de Gestión.

Una vez el Plan Contable se encuentra actualizado, es difundido a todo el personal de la organización a través de la intranet de GAS NATURAL FENOSA. Adicionalmente, y tras ser publicado en la intranet el plan contable actualizado, se envía una alerta on-line a los usuarios que acceden a la intranet comunicando así esta actualización a todo el personal.

Por otro lado, la unidad de Planificación Contable y Control Interno se encarga de analizar los cambios normativos en NIIF-UE que pudieran tener impacto significativo en los estados financieros e informar a los responsables de GAS NATURAL FENOSA afectados por dichos cambios normativos. También se encarga de resolver dudas sobre el tratamiento contable de determinadas transacciones que puedan plantear los responsables de la información financiera de GAS NATURAL FENOSA.

F.4.2. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El modelo integral de gestión económico financiera de GAS NATURAL FENOSA garantiza la uniformidad de los procesos administrativos y contables por medio de la centralización de la contabilidad y la administración económica en Centros de Servicios Compartidos Económico-Financieros (CSCs) y la utilización de SAP como sistema de soporte en la mayoría de las sociedades que forman parte del grupo. El resto de sociedades que no utilizan SAP están obligadas a seguir los criterios fijados por el grupo para asegurar la uniformidad de tales procesos.

Dicho modelo se caracteriza, fundamentalmente, por:

- ser único para todos los países y negocios;
- incorporar los requisitos legales, fiscales, mercantiles y regulatorios de cada uno de los países;
- incorporar los requerimientos de control interno;
- ser base para la obtención de la información que se suministra a la Alta Dirección y a organismos oficiales;
- apoyarse en un determinado modelo organizativo y en unos procesos y sistemas informáticos económico financieros únicos para todos los países y negocios;

Los estados financieros NIIF-UE de cada país se obtienen directamente a través de la asignación cuenta local-cuenta grupo y el registro de los ajustes NIIF-UE en el propio aplicativo SAP.

Como parte del SCIIF del Grupo se ha definido el mapa de interrelaciones del proceso de elaboración de la información financiera de GAS NATURAL FENOSA. En dicho mapa se detallan, entre otras cosas, los sistemas de información que intervienen en el proceso de elaboración y emisión de la información financiera tanto desde un punto de vista del cierre contable individual como del cierre contable consolidado.

En este sentido, en el proceso de elaboración de la información financiera y sus desgloses de GAS NATURAL FENOSA se utiliza el aplicativo SAP BPC, que es una herramienta de SAP para la gestión del proceso de consolidación.

La carga de la información en dicho sistema se realiza de forma automática y directa, una vez cerrado el mes.

Estas dos herramientas ayudan en la gestión del proceso de consolidación y Control de Gestión en tareas como:

- Estandarización de la información.
- Validación de la información.

La elaboración de la información económica, tanto de la información financiera, como de la información de gestión se realiza de forma centralizada en el Centro Integrado de Reporting que asegura la integración, homogeneidad, coherencia y racionalización del reporting de GAS NATURAL FENOSA.

Asimismo, GAS NATURAL FENOSA cuenta con planes de cuentas locales para dar cumplimiento a los requisitos contables, fiscales, mercantiles y regulatorios establecidos por las distintas legislaciones de los países en que se encuentra presente. Dichos planes de cuentas locales confluyen en un plan de cuentas de grupo, unificado y homogéneo a efectos de consolidación y reporte de la información financiera.



F.5 Supervisión del funcionamiento del sistema

Informe, señalando sus principales características, al menos de:

F.5.1. Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por el comité de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Las funciones de la Comisión de Auditoría y Control están establecidas en el artículo 32 apartado 2 del Reglamento del Consejo de Administración y sus Comisiones, teniendo entre sus competencias las siguientes:

- Conocimiento y supervisión del proceso de elaboración de la información financiera regulada, velando por la correcta aplicación de los principios contables y por la inclusión de todas las sociedades que deban incluirse en el perímetro de consolidación.
- Conocimiento y supervisión de los sistemas y de la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la sociedad, velando para que éstos identifiquen los diferentes tipos de riesgo que afronta la sociedad y las medidas previstas para mitigarlos y para abordarlos en caso de que se materialicen en un daño efectivo. Discutir con los auditores de cuentas las debilidades significativas del sistema de control interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.
- Revisión de la información sobre actividades y resultados de la compañía que se elaboren periódicamente en cumplimiento de las normas vigentes en materia bursátil, asegurándose que se formulan siguiendo los mismos criterios contables que las cuentas anuales y velando por la transparencia y exactitud de la información.
- Informar a la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- Propuesta al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas del nombramiento de los auditores de cuentas externos a que se refiere el artículo 264 de la Ley de Sociedades de Capital.
- Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución de auditor externo, así como las condiciones de su contratación.
- Relaciones con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas técnicas de auditoría.
- Emitir anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un Informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia de los auditores de cuentas.
- Supervisión de los servicios del Área de Auditoría Interna, velando por su independencia y proponiendo el nombramiento, reelección y cese de su responsable. A tal efecto, el responsable de la función de auditoría interna le presentará anualmente su plan de trabajo, le informará de las incidencias relevantes que se produzcan en su desarrollo y le someterá a final de ejercicio un informe sobre sus actividades.
- Seguimiento del desarrollo de la auditoría anual.
- Servir de canal de comunicación entre el Consejo de Administración y los auditores y evaluar los resultados de cada auditoría. En todo caso, deberá recibir anualmente de los auditores de cuentas de la sociedad la confirmación escrita de su independencia frente a la entidad o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por los citados auditores, o por las personas o entidades vinculadas a éstos de acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Auditoría de Cuentas.
- Adoptar las medidas que considere convenientes en la actividad de auditoría, sistema de control financiero interior y cumplimiento de las normas legales en materia de información a los mercados y transparencia y exactitud de la misma.

La Comisión de Auditoría y Control cuenta, para poder cumplir con sus competencias, con la información y documentación facilitada por las Unidades de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno, y de Económico-Financiero.

La función de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno se ha establecido en GAS NATURAL FENOSA como una actividad de valoración independiente y objetiva, por este motivo el Área de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno reporta a su vez a la Comisión de Auditoría y Control y al presidente y consejero delegado de GAS NATURAL SDG, S.A.

Su misión es la de garantizar la revisión continua y la mejora del sistema de control interno del Grupo, así como de asegurar el cumplimiento de la normativa externa e interna y de los Modelos de Control establecidos con el objeto de salvaguardar la eficacia y eficiencia de las operaciones, y de mitigar los principales riesgos en cada uno de los ámbitos del Grupo, especialmente los riesgos operacionales, de corrupción, fraude y legales. Asimismo, se responsabiliza de la gestión del Modelo de Prevención Penal y del Modelo del Código Ético de GAS NATURAL FENOSA y del informe de la actividad de auditoría interna a la Comisión de Auditoría y Control.

El Plan Estratégico de Auditoría de Procesos y los Planes de Auditoría Interna Anuales se elaboran considerando principalmente el Plan Estratégico del grupo, las áreas de riesgo incluidas en el Mapa de Riesgos Corporativo de GAS NATURAL FENOSA, la matriz de alcance del SCIIF, la valoración de los riesgos operacionales de cada uno de los Procesos

(Mapas de Riesgos Operacionales), los resultados de las auditorías de años anteriores y las propuestas de la Comisión de Auditoría y Control y del Primer Nivel de Dirección.

El Área de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno ha establecido una metodología de valoración de los riesgos operacionales basada en el Marco Conceptual del Informe COSO y tomando como punto de partida la tipología de los riesgos definidos en el Mapa de Riesgos Corporativo de GAS NATURAL FENOSA.

De acuerdo con la citada metodología, los riesgos operacionales asociados a los procesos son priorizados valorando su incidencia, importancia relativa y grado de control. En función de los resultados obtenidos en la citada evaluación, se diseña un plan de acción orientado a implantar las medidas correctivas que permitan mitigar los riesgos residuales identificados con un impacto potencial superior al riesgo tolerable o aceptado establecidos.

A su vez, la función de auditoría interna se desarrolla de acuerdo con las Normas Internacionales para la Práctica de Auditoría Interna, y cuenta con auditores internos que son o están en proceso de obtención del Certified Internal Auditor (CIA) que avala la excelencia en la prestación de servicios de auditoría interna.

En el desarrollo de su actividad, Auditoría Interna verifica de forma recurrente el cumplimiento de todas aquellas políticas, normas y controles de los procesos (incluidos los establecidos en el SCIIF y en el Modelo de Prevención Penal) con objeto de supervisar su adecuado funcionamiento y prevenir e identificar sucesos de fraude, corrupción o soborno. Para ello, todos los programas de trabajo de revisión de cada uno de los procesos de GAS NATURAL FENOSA contemplan un apartado específico destinado a verificar el correcto diseño y funcionamiento de las citadas políticas, normas y controles. De acuerdo con el Plan Estratégico de Auditoría de procesos, está previsto que el Sistema de Control Interno de GAS NATURAL FENOSA se supervise por parte de Auditoría Interna de forma completa en un período de cinco años.

Como soporte a su función, Auditoría Interna tiene implantada una herramienta corporativa en entorno SAP, donde se gestionan y documentan los proyectos de Auditoría Interna de acuerdo a la metodología definida.

En concreto y en referencia al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), Auditoría Interna se responsabiliza de:

- Validar el correcto diseño del SCIIF, de acuerdo con los principios básicos del modelo aprobado por la Comisión de Auditoría y Control.
- Supervisar la eficacia y adecuación de las políticas y procedimientos de control implantados (de forma completa en un periodo de cinco años).
- Revisar y evaluar las conclusiones sobre el cumplimiento y efectividad del SCIIF resultante de las certificaciones internas de las unidades de negocio y corporativas responsables de los controles (de forma completa en un periodo de cinco años).
- Evaluar y comunicar los resultados obtenidos en el proceso de supervisión general del SCIIF y de los controles sobre los procesos del SCIIF.

En cuanto al Modelo de Prevención Penal, el Área de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno se responsabiliza de su supervisión anual con el objeto de asegurar de manera razonable la eficacia y eficiencia del Modelo a la hora de prevenir, identificar, o mitigar la ocurrencia de los delitos tipificados en la legislación.

Los principales procesos revisados por Auditoría Interna, durante 2014 fueron los relacionados con:

Procesos de Negocio:

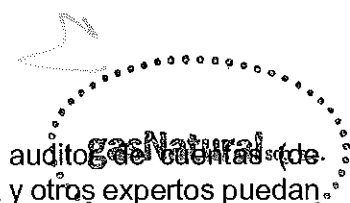
- Distribución Gas: Lectura y Determinación de Consumos, Mantenimiento de Infraestructuras Gasistas, Gestión de Almacenes Distribución Gas, Construcción de Redes, y Facturación y Cobro ATR.
- Distribución Electricidad: Mantenimiento de Red, Gestión de Almacenes Distribución Electricidad, Facturación y Cobro ATR y Lectura y Determinación de Consumos.
- Generación: Operación y Mantenimiento Activos Generación, Gestión de Almacenes y Compra de Combustibles.
- Comercialización Minorista: Gestión de Clientes Energía y Productos.
- Comercialización Mayorista: Gestión y Seguimiento Clientes Industriales, Gestión y Seguimiento Cuentas Globales, y Gestión y Optimización Logística de Gas
- Aprovisionamiento y Transporte: Gestión Gas Spot, Gestión Técnica de Buques y Logística de Transporte Marítimo.
- Exploración y Producción: Exploración/Producción y Gestión de Almacenes Subterráneos.
- Gestión de la Energía: Estimación de la Demanda y Compra de Electricidad.

Procesos de Soporte:

- Servicio al Cliente: Facturación Minorista, Cobro, Gestión de Impagados Minorista y Gestión de Irregularidades y Fraude.
- Gestión de los Sistemas de Información: Gestión de la Explotación de los SSI y Atención a Usuarios de SSI.
- Gestión de los Recursos Económicos Financieros: Gestión económico-administrativa de las operaciones y Programación de la Gestión de Recursos a corto plazo.
- Otros (9%):
 - o Seguimiento de Acciones Correctivas.
 - o Relaciones Externas y Estrategia de Responsabilidad Corporativa
 - o Gestión de los Recursos Humanos.
 - o Gestión de Tecnología e Ingeniería.
 - o Gestión de los Recursos Físicos
 - o Revisión Sistema Normativo del Grupo
- Actualización mapa de riesgos operacional 2014.
- Revisión Procesos Compliance y Due Diligence de Contraparte.
- Modelo del Sistema de Control Interno para la Información Financiera (SCIIF).
- Modelo de Prevención Penal.
- Revisión valoración y consecución Sinergias

El 53% de los procesos revisados corresponden al ámbito de España y el 47% restante al ámbito internacional.

Los controles de los procesos anteriores relacionados con la Información Financiera, fueron revisados de acuerdo con la metodología de trabajo descrita anteriormente.



F.5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría interna y otros expertos puedan comunicar a la alta dirección y al comité de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

Tal y como se establece en el artículo 6.4 del Reglamento del Consejo y sus Comisiones:

"El Consejo de Administración mantendrá una relación directa con los miembros del primer nivel de dirección de la sociedad y con los Auditores de la misma. El carácter objetivo, profesional y continuo de esta relación respetará al máximo la independencia de los Auditores".

Asimismo, en el artículo 9 de este Reglamento se establece que:

"El Consejo se reunirá al menos una vez cada dos meses, y, a iniciativa del presidente, cuantas veces éste lo estime oportuno para el buen funcionamiento de la compañía. En las sesiones ordinarias del Consejo se tratará de las cuestiones generales relacionadas con la marcha del grupo, los resultados económicos, el Balance, la situación de Tesorería y su comparación con los presupuestos aprobados, los asuntos mencionados en el Artículo 5, si así procediera, y en todo caso los puntos incluidos en el orden del día confeccionado de acuerdo con lo establecido en este Reglamento. En esas reuniones periódicas, el Consejo también recibirá información puntual acerca de los logros y problemas operacionales más significativos así como de las situaciones previsibles que puedan ser críticas para los asuntos sociales y de las acciones que la Dirección proponga para afrontarlas, en su caso (...)"

En este sentido, los miembros del Consejo de Administración, para obtener la información necesaria para el ejercicio de sus funciones, cuentan con la Comisión Ejecutiva cuya competencia específica es el seguimiento continuo de la gestión de primer nivel de dirección de del grupo, así como con la Comisión de Auditoría y Control, entre cuyas funciones está el conocimiento y supervisión del proceso de elaboración de la información financiera regulada, así como la eficacia del sistema de control interno.

La Comisión Ejecutiva tiene como competencia el seguimiento continuo de la gestión de primer nivel de dirección de la compañía, así como cualquier otra función que le corresponda conforme a lo Estatutos o al Reglamento del Consejo y sus Comisiones o la que le asigne el Consejo de Administración.

De acuerdo con los Estatutos Sociales de la compañía y el Reglamento del Consejo de Administración y sus Comisiones, la Comisión de Auditoría y Control estará constituida por un mínimo de tres y un máximo de cinco consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los consejeros Externos, teniendo en cuenta los conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y gestión de riesgos. Sus miembros cesarán cuando lo hagan en su condición de consejeros, cuando así lo acuerde el Consejo de Administración o por el transcurso del plazo de tres años a partir de su nombramiento, pudiendo ser reelegidos. Al menos uno de los miembros de la Comisión tendrá la categoría de Consejero Independiente. Al 31 de diciembre de 2014 la Comisión está constituida por tres consejeros, uno dominical y dos independientes, siendo uno de estos, a su vez, el presidente.

El Consejo de Administración elegirá al presidente de la Comisión, quien no tendrá voto de calidad y que deberá ser sustituido según lo previsto en los Estatutos Sociales (art. 51 bis) y en la Ley, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido el plazo de un año desde su cese. La Secretaría de la Comisión corresponderá a la Secretaría del Consejo de Administración. La Comisión, convocada por su presidente, se reúne, cuando es necesario para la emisión de los informes que le competen o cuando lo estime conveniente su presidente o lo soliciten dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. La Comisión podrá invitar a sus reuniones a cualquier directivo o empleado que considere conveniente.

El ámbito de actuación de la Comisión de Auditoría y Control se extiende a:

GAS NATURAL SDG, S.A.

Sociedades participadas mayoritariamente por GAS NATURAL SDG, S.A.

Otras entidades y sociedades participadas, en las que corresponda a GAS NATURAL SDG, S.A., de cualquier forma, el control efectivo o la responsabilidad en su gestión u operación.

La Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno reporta a la Comisión de Auditoría y Control, de forma recurrente, las acciones tomadas para asegurar que GAS NATURAL FENOSA cumple con todas aquellas políticas, normas y controles de los procesos establecidos por el primer nivel de Dirección del grupo. Asimismo, también presentan:

- El Plan de Auditoría Interna Anual para aprobación de la Comisión
- El grado de ejecución del mismo, así como las principales conclusiones y recomendaciones incluidas en los Informes de Auditoría Interna.
- La evaluación de la eficacia del Sistema de Control y evaluación de riesgos operacionales y de Control Interno del grupo GAS NATURAL FENOSA (incluidos los correspondientes al SCIF y al Modelo de Prevención Penal), que incluye los Planes de Acción correspondientes para mejorar el nivel de control interno.
- El grado de implementación por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras que aparecen en los Informes de Auditoría, especialmente las propuestas por la Comisión de Auditoría y Control.

Asimismo, la Dirección General Económico-Financiera reporta a la Comisión de Auditoría y Control la información contable o financiera regulada, velando por la transparencia y exactitud de la información y haciendo mención a los sistemas internos de control y a los criterios contables aplicados. Así mismo informa sobre los principales procedimientos contables y procesos utilizados en la elaboración de la información económico-financiera y los estados financieros, sobre los principales riesgos y contingencias y su cobertura mediante provisiones, y sobre las Políticas y Sistemas de Gestión y Control de Riesgos en GAS

NATURAL FENOSA, así como de los aspectos relevantes asociados a la confección y definición y conclusiones del Mapa de Riesgos Corporativo de GAS NATURAL FENOSA.



Por último, el auditor externo comunica a la Comisión de Auditoría y Control las debilidades de control interno detectadas durante el desarrollo de la auditoría. Adicionalmente, los auditores externos informan de las principales conclusiones que han alcanzado en la revisión del control interno, sobre la evaluación de riesgos y sobre los planes de acción.

F.6 Otra información relevante

Tal y como se describe en el apartado F.3.1. anterior, como parte del modelo de evaluación del Sistema de Control Interno de la Información Financiera de GAS NATURAL FENOSA, se ha definido la realización de un proceso de certificación interna anual mediante el cual, y a través de SAP GRC Process Control, las Unidades de negocio y corporativas implicadas en el proceso de elaboración de la información financiera garantizan que dentro de sus procesos se aplican los controles identificados y que éstos son válidos y suficientes. Además informan a la Unidad de Control Interno Financiero de las debilidades y/o carencias que detecten así como de los cambios que se produzcan en sus procesos a fin de valorar si éstos suponen la necesidad de desarrollar nuevos controles o la modificación de los existentes.

Durante el ejercicio 2014, GAS NATURAL FENOSA ha llevado a cabo el proceso de certificación interna anual resultado del cual se han identificado cambios en un número limitado de procesos, destacando que dichos cambios no han supuesto la modificación de las actividades de control previamente identificadas, por lo que se consideran cubiertos los riesgos asociados a la elaboración y reporte de la información financiera en los procesos críticos afectados. Las principales magnitudes de este proceso han sido las siguientes:

Unidades de negocio o corporativas: España 136 - Internacional 149 - Total 285

Procesos identificados: España 54 - Internacional 129 - Total 183

Controles certificados: España 881 - Internacional 2.068 - Total 2.949

Asimismo, se han identificado planes de acción por debilidades en la evidencia de controles, que ascienden a 83, de los cuales 16 son en España. Durante el ejercicio 2014 se ha resuelto un 36% de los planes de acción identificados en 2013, surgiendo nuevos planes durante 2014. En cualquier caso, los subprocesos afectados por dichos planes de acción no afectan de forma significativa a la calidad de la información financiera.

F.7 Informe del auditor externo

Informe de:

F.7.1. Si la información del SCIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente como anexo. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

GAS NATURAL FENOSA ha considerado pertinente solicitar al Auditor Externo la emisión de un informe referido a la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIF).

G GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno.

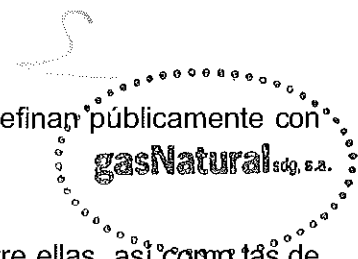
En el caso de que alguna recomendación no se siga o se siga parcialmente, se deberá incluir una explicación detallada de sus motivos de manera que los accionistas, los inversores y el mercado en general, cuenten con información suficiente para valorar el proceder de la sociedad. No serán aceptables explicaciones de carácter general.

1. Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Ver epígrafes: A.10, B.1, B.2, C.1.23 y C.1.24.

Cumple

Explique



2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:

a) Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

b) Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

Ver epígrafes: D.4 y D.7

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la junta general de accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:

a) **La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante “filialización” o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;**

b) **La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;**

c) **Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.**

Ver epígrafe: B.6

Cumple Cumple parcialmente Explique

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la junta general, incluida la información a que se refiere la recomendación 27 se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la junta.

Cumple Explique

5. Que en la junta general se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

a) **Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;**

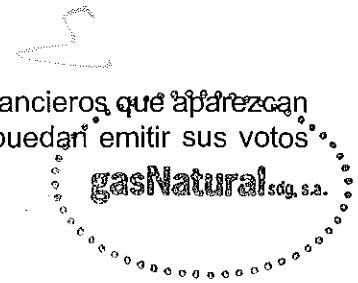
b) **En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.**

Cumple Cumple parcialmente Explique

6. Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros, que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

Cumple

Explique



7. Que el consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.

Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

8. Que el consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

a) Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:

i) El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;

ii) La política de inversiones y financiación;

iii) La definición de la estructura del grupo de sociedades;

iv) La política de gobierno corporativo;

v) La política de responsabilidad social corporativa;

vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;

vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: C.1.14, C.1.16 y E.2

b) Las siguientes decisiones :

i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.



- iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.
- iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la junta general;
- v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el consejo, o con personas a ellos vinculados (“operaciones vinculadas”).

Esa autorización del consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- 1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;
- 2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;
- 3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del comité de auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la comisión delegada, con posterior ratificación por el consejo en pleno.

Ver epígrafes: D.1 y D.6

Cumple Cumple parcialmente Explique

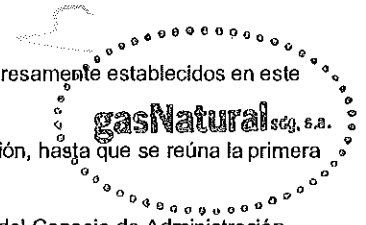
El grado de cumplimiento es muy elevado por lo que se expone a continuación:

Conforme al artículo 4 del Reglamento del Consejo de Administración:

“1.- Corresponde al Consejo de Administración la realización de cuantos actos resulten necesarios para el cumplimiento del objeto social previsto en los Estatutos. El criterio que ha de presidir en todo momento la actuación del Consejo de Administración es la maximización, de forma sostenida, del valor de la empresa. Será de su competencia, en particular:

- Determinar las orientaciones estratégicas y los objetivos económicos de la Sociedad y acordar, a propuesta de los miembros que integran el primer nivel de dirección, las medidas oportunas para su logro.
 - Supervisar y verificar que los miembros que integran el primer nivel de dirección cumplen la estrategia y los objetivos marcados y respetan el objeto e interés social.
 - Asegurar la viabilidad futura de la Sociedad y su competitividad así como la existencia de una dirección y liderazgo adecuados, quedando el desarrollo de la actividad empresarial expresamente sometido a su control.
 - Aprobar los códigos de conducta de la Sociedad así como desarrollar las facultades previstas en el artículo 5 de este Reglamento.
- En el desempeño de sus funciones, el Consejo de Administración, establecerá cuantos sistemas de supervisión sean necesarios para garantizar el control de las decisiones de sus miembros, su conformidad con el interés social y el velar por los intereses de los accionistas minoritarios.

2.- Al Consejo de Administración le corresponde la realización de cuantos actos de gestión, representación y control sean necesarios o convenientes para la consecución del objeto y del fin social previstos en los Estatutos. Del cumplimiento de esta obligación responderá ante la Junta General. La delegación de facultades a favor de uno o varios miembros del Consejo no priva a este último de la competencia orgánica reconocida por la Ley de Sociedades Anónimas y los Estatutos Sociales.



3.- El Consejo de Administración está facultado, dentro de los límites legales y estatutarios o de los expresamente establecidos en este Reglamento, para:

- Proceder al nombramiento de uno o más Consejeros, en caso de vacantes, por el sistema de cooptación, hasta que se reúna la primera Junta General.
- Aceptar, en su caso, la dimisión de Consejeros.
- Designar y revocar al Presidente, Vicepresidente, Consejeros Delegados, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración.
- Delegar funciones en cualquiera de sus miembros, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación.
- Nombrar a los Consejeros que hayan de integrar las distintas Comisiones previstas en este Reglamento, y proceder a la revocación de sus mandatos.
- Formular las cuentas anuales y el Informe de Gestión.
- Presentar los informes y propuestas de acuerdos que, conforme a lo previsto en la Ley y en los Estatutos, debe elaborar el Consejo de Administración para el conocimiento y la aprobación, en su caso, por la Junta General, incluido el Informe Anual de Gobierno Corporativo.
- Establecer los objetivos económicos de la Sociedad y aprobar, a propuesta del primer nivel de dirección, las estrategias, planes y políticas destinadas al logro de aquéllos, quedando sometido a su control el cumplimiento de tales actividades.
- Aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos.
- Establecer su propia organización y funcionamiento así como el del primer nivel de dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento.
- Ejercitar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración, que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General, así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga.

4.- El Consejo de Administración es, asimismo, titular de la representación orgánica de la Sociedad en los términos legal y estatutariamente establecidos. La delegación o atribución de tal poder de representación a favor de uno o varios Consejeros conlleva la obligación de estos últimos de notificar al Consejo cuantos actos realicen en ejecución de dicho poder y que excedan de la ordinaria administración.

5.- El Consejo de Administración evaluará periódicamente su propio funcionamiento, así como el funcionamiento de sus comisiones."

CONTINUA EN EL APARTADO H.

9. Que el consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: C.1.2

Cumple

Explicar

En la actualidad, el Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A., dentro del mínimo de 10 miembros y máximo de 20 miembros que establece el artículo 41 de los Estatutos Sociales, en virtud del acuerdo adoptado en la Junta General de Accionistas celebrada el 23 de junio de 2003, está formado por 17 miembros. Dicho número excede en 2 de la Recomendación 9 del Código Unificado de Buen Gobierno, si bien entiende la Compañía que la dimensión actual del Consejo es la adecuada y precisa para la correcta gestión y supervisión de la Sociedad, sin que dicho número impida, limite o restrinja, en modo alguno, un funcionamiento eficaz y participativo de dicho Órgano de Gobierno.

10. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Ver epígrafes: A.3 y C.1.3.

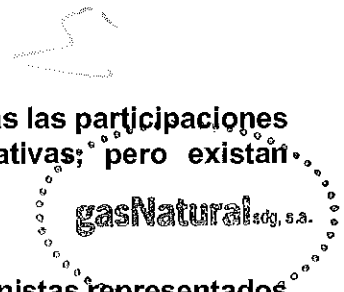
Cumple

Cumple parcialmente

Explicar

11. Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:



1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas; pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el consejo, y no tengan vínculos entre sí.

Ver epígrafes: A.2, A.3 y C.1.3

Cumple

Explique

12. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple

Explique

13. Que el carácter de cada consejero se explique por el consejo ante la junta general de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la comisión de nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

Ver epígrafes: C.1.3 y C.1.8

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

14. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, la comisión de nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

a) Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;

b) La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.4, C.1.5, C.1.6, C.2.2 y C.2.4.

Cumple

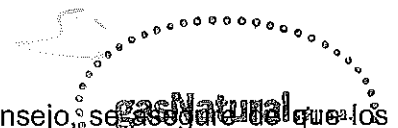
Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

El artículo 31 del Reglamento de Organización y funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones establece que la Comisión de Nombramientos y Retribuciones revisará las aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, el cumplimiento de los requisitos exigidos para cada categoría de Consejeros y el proceso de incorporación de nuevos miembros, elevando al Consejo los oportunos informes cuando proceda. En la cobertura de nuevas vacantes se velará para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones, entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

En la actualidad no hay Consejeras en el Consejo, si bien en el pasado GAS NATURAL SDG, S.A. ha tenido Consejeras en el mismo. La Compañía en ningún caso ha limitado, vetado o restringido el posible nombramiento de un consejero por razón de su sexo, circunstancia que de por sí jamás ha sido tenida en cuenta.



15. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del consejo, asegure que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las comisiones relevantes la evaluación periódica del consejo, así como, en su caso, la del consejero delegado o primer ejecutivo.

Ver epígrafes: C.1.19 y C.1.41

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

16. Que, cuando el presidente del consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el consejo de su presidente.

Ver epígrafe: C.1.22

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

17. Que el secretario del consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del consejo:

a) Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;

b) Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la junta, del consejo y demás que tenga la compañía;

c) Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del secretario, su nombramiento y cese sean informados por la comisión de nombramientos y aprobados por el pleno del consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el reglamento del consejo.

Ver epígrafe: C.1.34

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

18. Que el consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Ver epígrafe: C.1.29

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

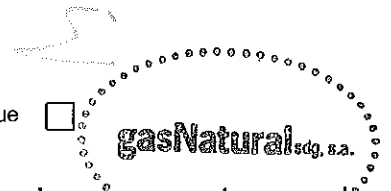
19. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

Ver epígrafes: C.1.28, C.1.29 y C.1.30

Cumple

Cumple parcialmente

Explique



20. Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no quédem resueltas en el consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

21. Que el consejo en pleno evalúe una vez al año:

a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del consejo;

b) Partiendo del informe que le eleve la comisión de nombramientos, el desempeño de sus funciones por el presidente del consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;

c) El funcionamiento de sus comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

Ver epígrafes: C.1.19 y C.1.20

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

22. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del consejo. Y que, salvo que los estatutos o el reglamento del consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al presidente o al secretario del consejo.

Ver epígrafe: C.1.41

Cumple

Explique

23. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Ver epígrafe: C.1.40

Cumple

Explique

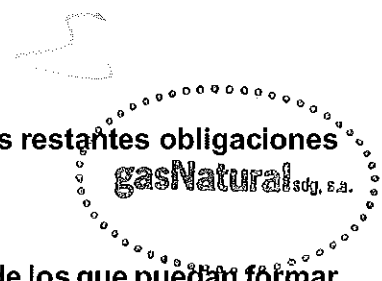
24. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

25. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:



a) Que los consejeros informen a la comisión de nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;

b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

Ver epígrafes: C.1.12, C.1.13 y C.1.17

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

Dado el alto nivel de participación y asistencia a las sesiones de los órganos de Gobierno por parte de los miembros del Consejo, la sociedad no ha establecido hasta la fecha reglas sobre el número de Consejos de los que puedan formar parte dichos Consejeros, si bien y de forma expresa se establece en el artículo 18 del Reglamento del Consejo la obligación de no competencia.

Así, dice el artículo 18 del Reglamento del Consejo:

‘El Consejero no podrá desempeñar, por sí o por persona interpuesta, cargos de todo orden en las empresas o sociedades competidoras de GAS NATURAL SDG S.A. o de cualquier empresa de su Grupo, ni tampoco prestar a favor de las mismas servicios de representación o de asesoramiento. Se entenderá que una sociedad es competidora de GAS NATURAL SDG, S.A., cuando, directa o indirectamente, o a través de las sociedades de su Grupo, se dedique a cualquiera de las actividades incluidas en el objeto social de ésta.

El Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y de Retribuciones, podrá dispensar el cumplimiento de esta obligación, cuando existan causas justificadas y con ello no se afecte de manera negativa a los intereses sociales.’

26. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el consejo a la junta general de accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el consejo:

a) A propuesta de la comisión de nombramientos, en el caso de consejeros independientes.

b) Previo informe de la comisión de nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

27. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

a) Perfil profesional y biográfico;

b) Otros consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;

c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.

d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;

e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.



Cumple

Cumple parcialmente

Explique

28. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Ver epígrafes: A.2 , A.3 y C.1.2

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

29. Que el consejo de administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra justa causa, apreciada por el consejo previo informe de la comisión de nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la Orden ECC/461/2013.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultas de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del consejo vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 11.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.9, C.1.19 y C.1.27

Cumple

Explique

30. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital, el consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el consejo dé cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: C.1.42, C.1.43

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

31. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el consejo.

Y que cuando el consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al secretario del consejo, aunque no tenga la condición de consejero.



Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

32. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafe: C.1.9

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

33. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

34. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple Explique No aplicable

35. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple Explique No aplicable

36. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple Explique No aplicable

37. Que cuando exista comisión delegada o ejecutiva (en adelante, "comisión delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio consejo y su secretario sea el del consejo.

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.6

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

38. Que el consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la comisión delegada y que todos los miembros del consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la comisión delegada.

Cumple

Explique

No aplicable



El Presidente del Consejo, a la vez Presidente de la Comisión Ejecutiva de la Compañía, informa a los miembros del Consejo de Administración de aquellos asuntos tratados en la Comisión que no tienen la condición de recurrentes, ordinarios o habituales. Asimismo, cuando la Comisión Ejecutiva, en ejercicio pleno de sus competencias, entiende que determinado asunto sometido a su consideración por su importancia estratégica, cuantitativa o cualitativa debe ser informado al Consejo de Administración o conocido por éste, lo eleva al mismo para la correspondiente toma de razón.

39. Que el consejo de administración constituya en su seno, además del comité de auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una comisión, o dos comisiones separadas, de nombramientos y retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del comité de auditoría y de la comisión o comisiones de nombramientos y retribuciones figuren en el reglamento del consejo, e incluyan las siguientes:

- a) **Que el consejo designe los miembros de estas comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;**
- b) **Que dichas comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la comisión.**
- c) **Que sus presidentes sean consejeros independientes.**
- d) **Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.**
- e) **Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del consejo.**

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.4

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

Los Presidentes y miembros de las distintas Comisiones forman parte del Consejo de Administración y éstas, a su vez y en ejercicio de sus competencias, formulan las distintas propuestas e informes que, posteriormente, son sometidos al mismo, motivo por el cual y al objeto de evitar la remisión de documentación duplicada, no se remiten las actas de las Comisiones.

40. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la comisión de auditoría, a la comisión de nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de cumplimiento o gobierno corporativo.

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple

Explique

41. Que los miembros del comité de auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple

Explique



42. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del comité de auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Ver epígrafe: C.2.3

Cumple

Explique

43. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al comité de auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

44. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;

b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;

c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;

d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Ver epígrafe: E

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

45. Que corresponda al comité de auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

a) Que los principales riesgos identificados como consecuencia de la supervisión de la eficacia del control interno de la sociedad y la auditoría interna, en su caso, se gestionen y den a conocer adecuadamente.

b) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.

c) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

a) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.

b) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:

i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.

iii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

Ver epígrafes: C.1.36, C.2.3, C.2.4 y E.2

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

46. Que el comité de auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple

Explique

47. Que el comité de auditoría informe al consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

a) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.

b) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra comisión de las de supervisión y control.

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

48. Que el consejo de administración procure presentar las cuentas a la junta general sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el presidente del comité de auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: C.1.38

Cumple

Cumple parcialmente

Explique



49. Que la mayoría de los miembros de la comisión de nombramientos -o de nombramientos y retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: C.2.1

Cumple Explique No aplicable

50. Que correspondan a la comisión de nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) **Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.**

b) **Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.**

c) **Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al consejo.**

d) **Informar al consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.**

Ver epígrafe: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

La única cuestión a considerar en este epígrafe sería la relativa a la diversidad de género para la que la Comisión de Nombramientos y Retribuciones tiene encomendada la misión de revisar las aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, el cumplimiento de los requisitos exigidos para cada categoría de Consejeros y el proceso de incorporación de nuevos miembros, elevando al Consejo los oportunos informes cuando proceda. En la cobertura de nuevas vacantes se vela para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones, entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado. Dicha obligación viene recogida en el artículo 31.2 del Reglamento del Consejo de Administración.

51. Que la comisión de nombramientos consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la comisión de nombramientos que tome en consideración, por sí los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

52. Que corresponda a la comisión de retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) **Proponer al consejo de administración:**



i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;

ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos;

iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: C.2.4

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

53. Que la comisión de retribuciones consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple

Explique

No aplicable

H OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

1. Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, pero que sea necesario incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.

2. Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, se indicará si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

3. La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión.

El Consejo de Administración, en su sesión de 17 de septiembre de 2010, acordó la adhesión de GAS NATURAL FENOSA al Código de Buenas Prácticas Tributarias. De acuerdo con lo previsto en el indicado Código, se manifiesta expresamente que GAS NATURAL FENOSA ha cumplido efectivamente con el contenido del mismo y, en particular, que en la reunión celebrada el día 30 de enero de 2015, el Consejo de Administración de GAS NATURAL FENOSA ha sido informado sobre las políticas fiscales seguidas por el Grupo durante el ejercicio de 2014.

Nota al Apartado A.2

El 22 de mayo de 2014 REPSOL, S.A. adquirió las acciones de GAS NATURAL SDG, S.A. que ostentaba indirectamente a través de REPSOL PETRÓLEO, S.A. y de REPSOL EXPLORACIÓN, S.A.

Apartado A.6.- Continuación Breve descripción del pacto.

(i) Repsol y la Caixa preservarán en todo momento los principios de transparencia, independencia y profesionalidad en la gestión de GAS NATURAL FENOSA mediante el mantenimiento del control conjunto sobre dicha compañía. (ii) El Consejo estará constituido por diecisiete (17) miembros, cinco (5) nombrados a propuesta de Repsol, cinco (5) más nombrados a propuesta de la Caixa, un (1) consejero en representación de Caixa Catalunya y seis (6) consejeros independientes propuestos de manera conjunta por la Caixa y Repsol. Repsol y la Caixa votarán, además, a favor de los nombramientos propuestos por el otro. (iii) De entre los consejeros propuestos por cada una de las partes, la Caixa propondrá a quien haya de ostentar la condición de Presidente del Consejo y

Repsol al Consejero Delegado. Los consejeros de Repsol y la Caixa votarían a favor de los nombramientos propuestos por cada uno para estos cargos. (iv) La Comisión Ejecutiva estará compuesta por ocho (8) miembros, de los cuales tres (3) serán elegidos de entre los consejeros propuestos por Repsol incluyendo al Consejero Delegado, tres (3) de entre los propuestos por la Caixa incluyendo al Presidente y los otros dos (2) de entre los consejeros independientes. (v) Conforme a los principios señalados en el apartado (i) anterior, las partes, de buena fe y atendiendo exclusivamente al interés de GAS NATURAL FENOSA, consensuarán, previamente a su sometimiento al Consejo de Administración el Plan estratégico de GAS NATURAL FENOSA, que incluirá todas las decisiones que afectan a las líneas fundamentales de la estrategia de la sociedad: su estructura organizativa, el presupuesto anual, las operaciones de concentración y la enajenación y la adquisición de activos que sean sustanciales en las líneas de desarrollo estratégico de GAS NATURAL FENOSA. Hechos relevantes: N° 20320 de fecha 12/01/2000, N° 35389 de fecha 22/05/2002 y N°s. 42788 – 42785 – 42790 y 42784 de fecha 20/06/2003.

gasNatural s.a.

Apartado A.6.- Continuación Breve descripción del concierto.

. En virtud de los pactos referidos en el punto anterior, "la Caixa" y Repsol, que por separado son titulares cada uno de una participación de control de conformidad con la normativa de ofertas públicas de adquisición, ostentan una posición de control conjunto sobre GAS NATURAL FENOSA a efectos regulatorios y de competencia, disponiendo conjuntamente de una participación en la Sociedad superior al 50% y habiendo designado entre ellas a más de la mitad de los miembros del órgano de administración. De acuerdo con la normativa actualmente en vigor, dichos pactos dan lugar a una acción concertada entre "la Caixa" y Repsol en GAS NATURAL FENOSA. Hechos relevantes: N° 20320 de fecha 12/01/2000, N° 35389 de fecha 22/05/2002 y N°s. 42788 – 42785 – 42790 y 42784 de fecha 20/06/2003.

Apartado C.1.19.- Continuación de la explicación.

2.- Reelección:

La duración del cargo de Consejero será de tres (3) años, si bien los Consejeros cesantes pueden ser reelegidos una o varias veces. En ningún caso los Consejeros Independientes permanecerán en su cargo como tales por un periodo superior a doce años.

3.- Evaluación:

Conforme al artículo 4.5. del Reglamento del Consejo, anualmente evalúa la calidad y funcionamiento del propio Consejo, así como el de sus Comisiones, previo informe de las mismas.

4.- Cese o remoción:

Los Consejeros cesarán en su cargo por el transcurso del período para el que fueron nombrados, salvo reelección y cuando lo decida la Junta General en uso de las atribuciones que ostenta. Asimismo, cesarán en los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

Según el artículo 15.4 del Reglamento del Consejo de Administración, cuando un Consejero Independiente cese en el cargo con antelación a la terminación del mandato para el que fue elegido deberá explicar las razones en carta dirigida a los restantes Consejeros. El cese será comunicado como información relevante.

Apartado C.2.4.- Continuación de la explicación.

Del mismo modo, el vigente artículo 5 del Reglamento del Consejo indica que los acuerdos contemplados en los puntos quinto a octavo, décimo a decimotercero y decimosexto del propio artículo 5 pueden ser adoptados, indistintamente, por el Consejo de Administración o la Comisión Ejecutiva. Vid. artículo 5 del Reglamento del Consejo.

Asimismo, el artículo 30.4 del Reglamento del Consejo indica que será competencia específica de la Comisión Ejecutiva la del seguimiento continuo de la gestión del primer nivel de dirección de la Compañía, así como cualquier otra función que le corresponda conforme a los Estatutos o al presente Reglamento o la que le asigne el Consejo de Administración.

1.2.- Organización y funcionamiento:

- La Comisión Ejecutiva estará compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y por un máximo de otros siete Consejeros, pertenecientes a los grupos previstos en el artículo 3 del Reglamento, en la misma proporción existente en el Consejo de Administración. La designación de los miembros de la Comisión Ejecutiva requerirá el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

- Actuará como Presidente de la Comisión Ejecutiva el Presidente del Consejo de Administración y desempeñará su secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

- La Comisión Ejecutiva se entenderá válidamente constituida cuando concurran a la reunión, presentes o representados, la mitad más uno de sus componentes.

- Los miembros de la Comisión Ejecutiva cesarán cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo. Las vacantes que se produzcan serán cubiertas a la mayor brevedad por el Consejo de Administración.

- La Comisión Ejecutiva, convocada por su Presidente, se reunirá, cuando lo considere necesario su Presidente o previa solicitud de 1/3 de sus miembros. El Secretario levantará acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se dará cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración.

- En aquellos casos en que, a juicio del Presidente o de la mayoría de los miembros de la Comisión Ejecutiva, la importancia del asunto así lo aconsejara, los acuerdos adoptados por la Comisión se someterán a ratificación del pleno del Consejo.

Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Ejecutiva reservándose la última decisión sobre los mismos.

En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Ejecutiva serán válidos y vinculantes, sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

- Serán de aplicación a la Comisión Ejecutiva, en la medida en que puedan serlo, las disposiciones del Reglamento relativas al funcionamiento del Consejo de Administración.



COMISION DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES (artículo 31 del Reglamento del Consejo).

Funciones:

La Comisión tiene funciones de estudio y de propuesta al Consejo sobre las siguientes materias:

- Proponer los criterios de retribución de los Consejeros de la Sociedad, así como velar por la transparencia de las retribuciones.
- Proponer la política general de remuneración de los Directivos del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- Proponer las directrices relativas al nombramiento, selección, carrera, promoción y despido de los miembros integrantes del primer nivel de dirección, a fin de asegurar que el Grupo dispone, en todo momento, del personal de alta cualificación adecuado para la gestión de sus actividades.
- Revisar la estructura y composición del Consejo de Administración, los criterios que deban informar la renovación estatutaria de los Consejeros, las aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, el cumplimiento de los requisitos exigidos para cada categoría de Consejeros y el proceso de incorporación de nuevos miembros, elevando al Consejo los oportunos informes cuando proceda. En la cobertura de nuevas vacantes se velará para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones, entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.
- Emitir informe sobre las transacciones que impliquen o puedan implicar conflictos de intereses y particularmente las transacciones con partes vinculadas que se sometan al Consejo.
- Emitir informe sobre los nombramientos y ceses de los miembros del primer nivel de dirección.

Organización y Funcionamiento:

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones estará constituida por un mínimo de tres y un máximo de cinco Consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los Consejeros Externos, teniendo presentes sus conocimientos y aptitudes. Sus miembros cesarán cuando lo hagan en su condición de Consejeros, cuando así lo acuerde el Consejo de Administración o por el transcurso del plazo de tres años a partir de su nombramiento, pudiendo ser reelegidos.

De entre los miembros de la Comisión, el Consejo de Administración elegirá al Presidente de la misma, quien no tendrá voto de calidad. La secretaría de la Comisión corresponderá a la secretaría del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces sea necesario para emitir los informes de su competencia o lo considere necesario su Presidente o previa solicitud de dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. Será convocada por el Presidente, con una antelación mínima de dos días a la fecha señalada para la reunión, salvo causa especial justificada. La convocatoria incluirá el Orden del Día junto con la documentación relevante para el mejor desarrollo de la sesión. Las reuniones tendrán lugar normalmente en el domicilio social.

COMISION DE AUDITORÍA Y CONTROL (artículos 51 Bis de los Estatutos Sociales y 32 del Reglamento del Consejo).

Funciones:

Artículo 51 Bis de los Estatutos Sociales:

- 1.- Informar a la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- 2.- Proponer al Consejo de Administración, para su sometimiento a la Junta General de Accionistas, el nombramiento de los Auditores de Cuentas Externos a que se refiere el artículo 264 de la Ley de Sociedades de Capital.
- 3.- Supervisar la eficacia de control interno de la Sociedad, los servicios de Auditoría interna, en su caso, y los sistemas de gestión de riesgos, así como discutir con los auditores de cuentas o sociedades de auditoría las debilidades significativas del sistema de control interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.
- 4.- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada.
- 5.- Establecer las oportunas relaciones con los auditores de cuentas o sociedades de auditoría para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos, para su examen por el Comité, y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas de auditoría. En todo caso, deberán recibir anualmente de los auditores de cuentas o de sociedades de auditoría la confirmación escrita de su independencia frente a la entidad o entidades vinculadas a la Sociedad directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por los citados auditores o sociedades, o por las personas o entidades vinculados a éstos de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 19/1988, de 12 de julio, de Auditoría de Cuentas.
- 6.- Emitir anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia de los auditores de cuentas o sociedad auditora. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales a que hace referencia el punto anterior.
- 7.- Cualquier otra función que le sea encomendada por el Consejo de Administración con carácter general o particular.

El Comité se reunirá con la periodicidad que se determine y cada vez que lo convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros, adoptando sus decisiones o recomendaciones por mayoría de votos.



En cuanto al funcionamiento del Comité de Auditoría serán de aplicación directa las reglas que establezca el Reglamento del Consejo de Administración. A falta de previsión al efecto, se aplicarán, en la medida en que lo permita su naturaleza, las reglas de funcionamiento del Consejo de Administración.

Organización y funcionamiento:

La Comisión de Auditoría y Control estará constituida por un mínimo de tres y un máximo de cinco Consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los Consejeros Externos, teniendo en cuenta los conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y gestión de riesgos. Sus miembros cesarán cuando lo hagan en su condición de Consejeros, cuando así lo acuerde el Consejo de Administración o por el transcurso del plazo de tres años a partir de su nombramiento, pudiendo ser reelegidos.

Al menos uno de los miembros de la Comisión tendrá la categoría de independiente.

El Consejo de Administración elegirá al Presidente de la Comisión, quien no tendrá voto de calidad y que deberá ser sustituido según lo previsto en los Estatutos Sociales (art. 51 bis) y en la Ley, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido el plazo de un año desde su cese. La secretaría de la Comisión corresponderá a la Secretaría del Consejo de Administración.

La Comisión, convocada por su Presidente, se reunirá, cuando sea necesario para la emisión de los informes que le competen o cuando lo estime conveniente su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. La convocatoria incluirá el Orden del Día junto con la documentación relevante para el mejor desarrollo de la sesión y deberá de ser hecha con una antelación mínima de dos días, salvo causa especial justificada, por cualquier medio escrito. Las reuniones tendrán lugar normalmente en el domicilio social. La Comisión podrá invitar a sus reuniones a cualquier directivo o empleado que considere conveniente."

Artículo 32 del Reglamento del Consejo:

2.- La Comisión tiene competencia sobre las siguientes materias:

- Informar a la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- Propuesta al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas del nombramiento de los auditores de cuentas externos a que se refiere el artículo 264 de la Ley de Sociedades de Capital.
- Supervisión de los servicios de auditoría interna, velando por su independencia y proponiendo el nombramiento, reelección y cese de su responsable. A tal efecto, el responsable de la función de auditoría interna le presentará anualmente su plan de trabajo, le informará de las incidencias relevantes que se produzcan en su desarrollo y le someterá a final de ejercicio un informe sobre sus actividades.
- Conocimiento y supervisión del proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada, velando por la correcta aplicación de los principios contables y por la inclusión de todas las sociedades que deban incluirse en el perímetro de consolidación.
- Conocimiento y supervisión de los sistemas y de la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la Sociedad, velando para que éstos identifiquen los diferentes tipos de riesgo que afronta la Sociedad y las medidas previstas para mitigarlos y para abordarlos en caso de que se materialicen en un daño efectivo. Discutir con los auditores de cuentas las debilidades significativas del sistema de control interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.
- Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución de auditor externo, así como las condiciones de su contratación.
- Relaciones con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas de auditoría.
- Seguimiento del desarrollo de la auditoría anual.
- Servir de canal de comunicación entre el Consejo de Administración y los auditores y evaluar los resultados de cada auditoría. En todo caso, deberá recibir anualmente de los auditores de cuentas de la sociedad la confirmación escrita de su independencia frente a la entidad o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por los citados auditores, o por las personas o entidades vinculadas a éstos de acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Auditoría de Cuentas.
- Emitir anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia de los auditores de cuentas. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales a que hace referencia el punto anterior.
- Revisión de la información sobre actividades y resultados de la Compañía que se elaboren periódicamente en cumplimiento de las normas vigentes en materia bursátil, asegurándose que se formulan siguiendo los mismos criterios contables que las cuentas anuales y velando por la transparencia y exactitud de la información.
- Adoptar las medidas que considere convenientes en la actividad de auditoría, sistema de control financiero interior y cumplimiento de las normas legales en materia de información a los mercados y transparencia y exactitud de la misma.
- Examinar el cumplimiento del Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores vigente en cada momento, del presente Reglamento y, en general, de las reglas de gobierno de la Sociedad y hacer las propuestas necesarias para su mejora.
- Informar durante los tres primeros meses del año, y siempre que lo solicite el Consejo de Administración sobre el cumplimiento del presente Reglamento.
- Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

Apartado D.2.- Nota explicativa.

La adecuación de los datos de 2013 al nuevo desglose de "Tipo de operación" requiere las siguientes modificaciones en la presentación:

- 1) El concepto de "otros gastos" se desglosa en dos nuevos conceptos "Recepción de servicios" y "Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida";
- 2) El concepto de "ingresos financieros" se desglosa en dos nuevos conceptos "Intereses abonados" y "Intereses devengados pero no cobrados";
- 3) los conceptos "Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)" y "Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)" pasan a integrarse en el concepto "Otros instrumentos que puedan implicar una transmisión de recursos o de obligaciones entre la sociedad y la parte vinculada" de forma que se presenta el importe del prestatario neto del importe del prestamista.

Apartado D.4.- Nota explicativa

Todas las operaciones realizadas por la sociedades o sociedades del grupo con otras entidades pertenecientes al mismo grupo forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. El detalle de las transacciones no eliminadas en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados aparece en la nota 31 de las cuentas anuales consolidadas.

Atendiendo a la normativa española que determina los países que tienen la consideración de paraísos fiscales (Real Decreto 1080/1991, de 5 de julio y Real Decreto 116/2003, de 31 de enero), GAS NATURAL FENOSA mantiene las siguientes participaciones en sociedades constituidas en dichos territorios:

- Las participaciones del 95% en Buenergía Gas & Power, Ltd, del 47,5% en Ecoeléctrica Holding, Ltd y del 47,5% en Ecoeléctrica Limited, todas ellas domiciliadas en las Islas Caimán. Se trata de sociedades tenedoras directa e indirectamente de una única participación industrial que desarrolla la actividad de generación eléctrica por ciclo combinado de gas en Puerto Rico (Ecoeléctrica, L.P.) cuyas rentas tributan en este país y que no aportan ninguna ventaja fiscal para GAS NATURAL FENOSA.
- Las participaciones del 31,05% en Gasoducto del Pacífico (Cayman), Ltd. y del 54,76% en Gasco Grand Cayman, Ltd., ambas domiciliadas en las Islas Caimán. Se trata de sociedades sin actividad, incorporadas al grupo como consecuencia de la adquisición del grupo CGE y que no aportan ninguna ventaja fiscal para GAS NATURAL FENOSA.

Apartado D.6.- Continuación de la explicación.

El artículo 31 del Reglamento del Consejo contempla entre las funciones encomendadas a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones la de informar al Consejo sobre las transacciones que impliquen o puedan implicar conflictos de intereses y particularmente las transacciones con partes vinculadas que se sometan al Consejo.

Por último, el artículo 6.5 del referido Reglamento, impone al Consejo de Administración la obligación de incluir en la Memoria Anual y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo información sobre las transacciones realizadas con accionistas significativos (volumen global de las operaciones y naturaleza de las más relevantes), a fin de que los demás accionistas puedan conocer su alcance e importancia.

Apartado G punto 8.- Continuación de la explicación.

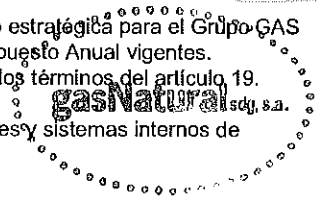
Del mismo modo, el artículo 5 de dicho Reglamento relativo a las facultades cuyo ejercicio se reserva expresamente el Consejo de Administración indica:

ARTÍCULO 5.- Facultades cuyo ejercicio se reserva expresamente el Consejo de Administración

No obstante las facultades representativas y de ejecución que los Estatutos otorgan al Presidente y a los Consejeros Delegados, así como los efectos que frente a terceros tengan los apoderamientos o delegaciones directamente conferidos por la Sociedad, será precisa, con respeto de la autonomía legal de los órganos de Gobierno de las sociedades del Grupo, una previa decisión del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. en los siguientes casos:

- 1.- Presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto las de GAS NATURAL SDG, S.A., como las consolidadas, así como de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad.
- 2.- Aprobación del Plan Estratégico del Grupo, de los Presupuestos Anuales, del Plan de Financiación Anual y de la política de inversiones y financiación.
- 3.- Definición de la estructura societaria y de la estructura de delegaciones y apoderamientos.
- 4.- Aprobación de las políticas de gobierno corporativo y de responsabilidad social corporativa.
- 5.- Constitución de nuevas sociedades o entidades o participación en las ya existentes.
- 6.- Aprobación de operaciones de fusión, absorción, escisión, concentración o disolución, con o sin liquidación, en que esté interesada cualquiera de las Sociedades del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 7.- Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos por parte de cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 8.- Aprobación de los proyectos de inversión a efectuar por cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 9.- Aprobación de los programas de emisión y renovación de pagarés en serie, de obligaciones o de otros títulos similares por cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 10.- Aprobación de operaciones financieras, a efectuar por cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA que no estén incluidas en el Plan de Financiación Anual.
- 11.- Concesión de fianzamientos por parte de sociedades pertenecientes al Grupo GAS NATURAL FENOSA para garantizar obligaciones de entidades no pertenecientes al mismo, o que perteneciendo al mismo, tengan socios externos.
- 12.- Cesión de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial que pertenezca a cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 13.- Aprobación o ratificación del nombramiento y cese de los miembros del primer nivel de dirección.
- 14.- Aprobación del nombramiento y cese de los Patronos y cargos de la FUNDACIÓN GAS NATURAL FENOSA y de los representantes personas físicas de GAS NATURAL SDG, S.A. en los supuestos en los que ésta ocupe el cargo de administrador en otra sociedad. Aprobación de aportaciones a actividades de mecenazgo.

- 15.- Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.
- 16.- Celebración de acuerdos de carácter comercial, industrial o financiero de importancia relevante o estratégica para el Grupo GAS NATURAL FENOSA que supongan una modificación, cambio o revisión del Plan Estratégico o Presupuesto Anual vigentes.
- 17.- Aprobación de cualquier transacción relevante de la Sociedad con un accionista significativo, en los términos del artículo 19.
- 18.- Aprobación de la información financiera que legalmente corresponda.
- 19.- Aprobación de la política de control y gestión de riesgos y seguimiento periódico de los indicadores y sistemas internos de control.
- 20.- Aprobación de la política en materia de dividendos y de autocartera.



En relación con los acuerdos contemplados en los puntos 5, 6, 7, 8, 10, 14 y 15, la previa aprobación del Consejo de Administración se refiere a aquéllos acuerdos que, por su naturaleza o cuantía, tengan especial relevancia para el Grupo GAS NATURAL FENOSA. En todo caso se entenderá que tienen dicha relevancia las operaciones cuya importancia económica supere 15 millones de euros, salvo en el caso de los puntos 11 y 12 que se sitúa en 5 millones de euros y del punto 14 cuyo umbral de relevancia se establece en 200.000 euros.

Los acuerdos contemplados en los puntos quinto a octavo, décimo a decimotercero y decimosexto pueden ser adoptados, indistintamente, por el Consejo de Administración o la Comisión Ejecutiva.

El Presidente, el/los Consejero/s Delegado/s o el Secretario, ejecutarán los acuerdos que adopte el Consejo de Administración de conformidad con este artículo, notificarán la autorización o aprobación en los términos que procedan y cursarán las instrucciones de actuación que requiera lo acordado."

Se indica que se cumple parcialmente por cuanto alguna de las decisiones que se recomienda que en el caso de ser adoptadas por la Comisión Ejecutiva sean posteriormente ratificadas por el pleno del Consejo (por ej. Inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico) han sido, una vez adoptadas por la Comisión Ejecutiva, informadas al Consejo sin necesidad de su ratificación posterior, por tener la Comisión Ejecutiva por razones de urgencia, eficacia y operatividad plena competencia para su adopción.

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 30/01/2015.

Indique si ha habido consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí

No