

**Gas Natural Fenosa  
Informe 2017**

**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)

	31.12.17	31.12.16
<b>ACTIVO</b>		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	9.921	10.920
Fondo de comercio	4.760	5.036
Otro inmovilizado intangible	5.161	5.884
Inmovilizado material (Nota 6)	22.654	23.627
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	1.500	1.575
Activos financieros no corrientes (Nota 8)	1.315	1.907
Activo por impuesto diferido (Nota 21)	849	872
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>36.239</b>	<b>38.901</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	1.682	-
Existencias (Nota 10)	720	758
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 11)	4.994	4.999
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.347	4.348
Otros deudores	469	489
Activos por impuesto corriente	178	162
Otros activos financieros corrientes (Nota 8)	462	389
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes (Nota 12)	3.225	2.067
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>11.083</b>	<b>8.213</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>47.322</b>	<b>47.114</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>		
Capital	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Acciones propias	(9)	(21)
Reservas	9.904	9.549
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	1.360	1.347
Dividendo a cuenta	(330)	(330)
Ajustes por cambios de valor	(1.000)	(129)
Reserva por revaluación de Activos y Pasivos	(101)	54
Diferencias de conversión	(899)	(183)
<b>Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante</b>	<b>14.734</b>	<b>15.225</b>
<b>Participaciones no dominantes</b>	<b>3.571</b>	<b>3.780</b>
<b>PATRIMONIO NETO (Nota 13)</b>	<b>18.305</b>	<b>19.005</b>
Ingresos diferidos (Nota 14)	842	842
Provisiones no corrientes (Nota 15)	1.129	1.248
Pasivos financieros no corrientes (Nota 16)	15.916	15.003
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	15.914	14.997
Otros pasivos financieros	2	6
Pasivo por impuesto diferido (Nota 21)	2.312	2.509
Otros pasivos no corrientes (Nota 18)	1.210	1.331
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>21.409</b>	<b>20.933</b>
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	621	-
Provisiones corrientes (Nota 15)	183	158
Pasivos financieros corrientes (Nota 16)	2.543	2.599
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	2.477	2.437
Otros pasivos financieros	66	162
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 19)	3.920	4.072
Proveedores	2.885	3.274
Otros acreedores	888	692
Pasivos por impuesto corriente	147	106
Otros pasivos corrientes (Nota 20)	341	347
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>7.608</b>	<b>7.176</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>47.322</b>	<b>47.114</b>

Las Notas 1 a 38 descritas en la Memoria consolidada adjunta y Anexos forman parte integrante del Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

**Gas Natural Fenosa**  
**Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada**

(en millones de euros)

	<b>2017</b>	<b>2016<sup>(1)</sup></b>
Importe neto de la cifra de negocio <i>(Nota 22)</i>	23.306	21.908
Aprovisionamientos <i>(Nota 23)</i>	(16.679)	(14.611)
Otros ingresos de explotación <i>(Nota 24)</i>	238	240
Gastos de personal <i>(Nota 25)</i>	(1.031)	(974)
Otros gastos de explotación <i>(Nota 26)</i>	(1.984)	(1.991)
Resultado por enajenación de inmovilizado <i>(Nota 27)</i>	23	51
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras <i>(Nota 14 y 9)</i>	42	41
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>3.915</b>	<b>4.664</b>
Amortización y pérdidas por deterioro inmovilizado <i>(Notas 5,6 y 9)</i>	(1.648)	(1.707)
Deterioro por pérdidas crediticias <i>(Nota 11)</i>	(155)	(315)
Otros resultados <i>(Nota 28)</i>	-	122
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>2.112</b>	<b>2.764</b>
Ingresos financieros	111	124
Gastos financieros	(808)	(937)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(2)	(2)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b> <i>(Nota 29)</i>	<b>(699)</b>	<b>(815)</b>
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación <i>(Nota 7)</i>	14	(98)
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>1.427</b>	<b>1.851</b>
Impuesto sobre beneficios <i>(Nota 21)</i>	(190)	(333)
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>1.237</b>	<b>1.518</b>
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos <i>(Nota 9)</i>	460	193
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>1.697</b>	<b>1.711</b>
Atribuible a:		
Sociedad dominante	1.360	1.347
Procedente de operaciones continuadas	932	1.215
Procedente de operaciones interrumpidas	428	132
Participaciones no dominantes <i>(Nota 13)</i>	337	364
Beneficio en euros por acción básico y diluido procedente de operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante <i>(Nota 13)</i>	0,93	1,22
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante <i>(Nota 13)</i>	1,36	1,35

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

Las Notas 1 a 38 descritas en la Memoria consolidada adjunta y Anexos forman parte integrante de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y de 2016.

**Gas Natural Fenosa**  
**Estado consolidado de resultado global**

(en millones de euros)

	2017	2016
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>1.697</b>	<b>1.711</b>
<b>OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO</b>	<b>(1.052)</b>	<b>445</b>
<b>Partidas que no se traspasarán a resultados:</b>		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes (Nota 15)	5	(51)
Efecto impositivo (Nota 21)	-	13
<b>Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:</b>		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta (Nota 8)	(54)	4
Efecto impositivo valoración activos financieros disponibles para la venta (Nota 21)	-	(1)
Por coberturas de flujo de efectivo	(109)	111
Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)	13	(31)
Diferencias de conversión	(831)	378
De sociedades contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	(76)	22
Por coberturas de flujo de efectivo	(4)	2
Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)	-	-
Diferencias de conversión	(72)	20
<b>TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS</b>	<b>15</b>	<b>115</b>
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujo de efectivo	(1)	106
Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)	1	(28)
Diferencias de conversión	13	32
De sociedades contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	2	5
Por coberturas de flujo de efectivo	3	9
Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)	(1)	(2)
Diferencias de conversión	-	(2)
<b>OTRO RESULTADO GLOBAL DEL EJERCICIO</b>	<b>(1.037)</b>	<b>560</b>
<b>RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL EJERCICIO</b>	<b>660</b>	<b>2.271</b>
Atribuible a:		
Sociedad dominante	498	1.801
Procedente de operaciones continuadas	80	1.650
Procedente de operaciones interrumpidas	418	151
Participaciones no dominantes	162	470

Las Notas 1 a 38 descritas en la Memoria consolidada adjunta y Anexos forman parte integrante del Estado consolidado de resultado global correspondiente a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

**Gas Natural Fenosa**  
**Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado**

(en millones de euros)

	Patrimonio atribuido a la sociedad dominante								Total Patrimonio neto
	Capital Social	Prima de emisión	Acciones propias	Reservas y ganancias acumuladas	Resultado del ejercicio	Ajustes por cambios de valor	Subtotal	Participaciones no dominantes	
<b>Balance a 1.1.16</b>	<b>1.001</b>	<b>3.808</b>	-	<b>8.669</b>	<b>1.502</b>	<b>(613)</b>	<b>14.367</b>	<b>4.151</b>	<b>18.518</b>
Resultado global total del ejercicio	-	-	-	(30)	1.347	484	<b>1.801</b>	470	<b>2.271</b>
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>	-	-	<b>(21)</b>	<b>580</b>	<b>(1.502)</b>	-	<b>(943)</b>	<b>(783)</b>	<b>(1.726)</b>
Distribución de dividendos (Nota 13)	-	-	-	579	(1.502)	-	<b>(923)</b>	(214)	<b>(1.137)</b>
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (Nota 13)	-	-	(21)	-	-	-	<b>(21)</b>	-	<b>(21)</b>
Otras variaciones (Nota 13)	-	-	-	1	-	-	<b>1</b>	(569)	<b>(568)</b>
<b>Otras variaciones de patrimonio neto</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>(58)</b>	<b>(58)</b>
Otras variaciones (Nota 13)	-	-	-	-	-	-	-	(58)	<b>(58)</b>
<b>Balance a 31.12.16</b>	<b>1.001</b>	<b>3.808</b>	<b>(21)</b>	<b>9.219</b>	<b>1.347</b>	<b>(129)</b>	<b>15.225</b>	<b>3.780</b>	<b>19.005</b>
Resultado global total del ejercicio	-	-	-	9	1.360	(871)	<b>498</b>	162	<b>660</b>
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>	-	-	<b>12</b>	<b>346</b>	<b>(1.347)</b>	-	<b>(989)</b>	<b>(313)</b>	<b>(1.302)</b>
Distribución de dividendos (Nota 13)	-	-	-	346	(1.347)	-	<b>(1.001)</b>	(233)	<b>(1.234)</b>
Transmisión de dependiente (Nota 13)	-	-	-	-	-	-	-	(73)	<b>(73)</b>
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (Nota 13)	-	-	12	-	-	-	<b>12</b>	(8)	<b>4</b>
Otras variaciones (Nota 13)	-	-	-	-	-	-	-	1	<b>1</b>
<b>Otras variaciones de patrimonio neto</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>(58)</b>	<b>(58)</b>
Otras variaciones (Nota 13)	-	-	-	-	-	-	-	(58)	<b>(58)</b>
<b>Balance a 31.12.17</b>	<b>1.001</b>	<b>3.808</b>	<b>(9)</b>	<b>9.574</b>	<b>1.360</b>	<b>(1.000)</b>	<b>14.734</b>	<b>3.571</b>	<b>18.305</b>

Las Notas 1 a 38 descritas en la Memoria consolidada adjunta y Anexos forman parte integrante del Estado de cambios en el patrimonio neto correspondiente a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

**Gas Natural Fenosa**  
**Estado de flujos de efectivo consolidado**

(en millones de euros)

	2017	2016
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.427</b>	<b>1.851</b>
<b>Ajustes del resultado (Nota 30):</b>	<b>2.546</b>	<b>2.727</b>
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5 y 6)	1.694	1.759
Otros ajustes del resultado neto (Nota 30)	852	968
<b>Cambios en el capital corriente (Nota 30)</b>	<b>(155)</b>	<b>5</b>
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación (Nota 30):</b>	<b>(1.050)</b>	<b>(1.208)</b>
Pago de intereses	(686)	(793)
Cobro de intereses	26	31
Cobro de dividendos	48	79
Pagos por impuestos sobre beneficios	(438)	(525)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN <sup>(1)</sup></b>	<b>2.768</b>	<b>3.375</b>
<b>Pagos por inversiones:</b>	<b>(1.880)</b>	<b>(2.556)</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio (Nota 30)	(14)	(331)
Inmovilizado material e intangible	(1.774)	(2.147)
Otros activos financieros	(92)	(78)
<b>Cobros por desinversiones:</b>	<b>220</b>	<b>653</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio (Nota 30)	136	405
Inmovilizado material e intangible	39	222
Otros activos financieros	45	26
<b>Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:</b>	<b>54</b>	<b>49</b>
Otros cobros de actividades de inversión (Nota 14)	54	49
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN <sup>(1)</sup></b>	<b>(1.606)</b>	<b>(1.854)</b>
<b>Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio:</b>	<b>5</b>	<b>(27)</b>
Emisión (Nota 30)	-	-
Adquisición (Nota 30)	5	(27)
<b>Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero:</b>	<b>1.635</b>	<b>(243)</b>
Emisión (Nota 30)	9.317	7.826
Devolución y amortización (Nota 30)	(7.682)	(8.069)
<b>Pagos por dividendos (y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio) (Nota 13)</b>	<b>(1.284)</b>	<b>(1.526)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de actividades de financiación</b>	<b>(124)</b>	<b>(61)</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN <sup>(1)</sup></b>	<b>232</b>	<b>(1.857)</b>
<b>Otras variaciones de efectivo y equivalentes (Nota 30)</b>	<b>(116)</b>	<b>(42)</b>
<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio</b>	<b>(120)</b>	<b>55</b>
<b>VARIACIÓN DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES</b>	<b>1.158</b>	<b>(323)</b>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio (Nota 12)	2.067	2.390
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio (Nota 12)	3.225	2.067

<sup>(1)</sup> Incluye los flujos de efectivo de las operaciones continuadas y de las operaciones interrumpidas (Nota 9).

Las Notas 1 a 38 descritas en la Memoria consolidada adjunta y Anexos forman parte integrante del Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

**Índice memoria correspondiente al ejercicio 2017**

(1)	INFORMACIÓN GENERAL .....	7
(2)	MARCO REGULATORIO .....	7
(3)	BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES .....	25
	3.1) Bases de presentación .....	25
	3.2) Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF .....	25
	3.3) Comparación de la información .....	30
	3.4) Políticas contables .....	31
	3.4.1) Consolidación .....	31
	3.4.2) Transacciones en moneda extranjera .....	33
	3.4.3) Inmovilizado intangible .....	34
	3.4.4) Inmovilizado material .....	35
	3.4.5) Pérdidas por deterioro de valor de los activos .....	37
	3.4.6) Activos y pasivos financieros .....	41
	3.4.7) Derivados y otros instrumentos financieros .....	43
	3.4.8) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas .....	44
	3.4.9) Existencias .....	45
	3.4.10) Capital social .....	45
	3.4.11) Beneficio por acción .....	46
	3.4.12) Deuda financiera e instrumentos de patrimonio .....	46
	3.4.13) Participaciones preferentes y obligaciones perpetuas subordinadas .....	46
	3.4.14) Ingresos diferidos .....	46
	3.4.15) Provisiones por obligaciones con el personal .....	47
	3.4.16) Provisiones .....	48
	3.4.17) Arrendamientos .....	48
	3.4.18) Impuestos sobre beneficios .....	49
	3.4.19) Reconocimiento de ingresos y gastos y liquidaciones por actividades reguladas .....	49
	3.4.20) Estado de flujos de efectivo .....	51
	3.4.21) Estimaciones e hipótesis contables significativas .....	52
(4)	INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS .....	53
(5)	INMOVILIZADO INTANGIBLE .....	58
(6)	INMOVILIZADO MATERIAL .....	60
(7)	INVERSIONES EN SOCIEDADES .....	61
(8)	ACTIVOS FINANCIEROS .....	65
(9)	ACTIVOS NO CORRIENTES Y GRUPOS ENAJENABLES DE ELEMENTOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS .....	70
(10)	EXISTENCIAS .....	74
(11)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR .....	75
(12)	EFFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES .....	75
(13)	PATRIMONIO .....	76
(14)	INGRESOS DIFERIDOS .....	84
(15)	PROVISIONES .....	84
(16)	DEUDA FINANCIERA .....	91
(17)	GESTIÓN DEL RIESGO E INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS .....	97
(18)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES .....	104
(19)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR .....	106
(20)	OTROS PASIVOS CORRIENTES .....	106
(21)	SITUACIÓN FISCAL .....	107
(22)	IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS .....	110
(23)	APROVISIONAMIENTOS .....	110
(24)	OTROS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN .....	111
(25)	GASTOS DE PERSONAL .....	111
(26)	OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN .....	112
(27)	RESULTADO POR ENAJENACIÓN DE INMOVILIZADO .....	113
(28)	OTROS RESULTADOS .....	113
(29)	RESULTADO FINANCIERO NETO .....	113
(30)	EFFECTIVO GENERADO EN LAS OPERACIONES DE EXPLOTACIÓN .....	114
(31)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS .....	115
(32)	ACUERDOS DE CONCESIÓN DE SERVICIOS .....	118
(33)	INFORMACIÓN DE LAS OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS .....	119
(34)	INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO .....	121
(35)	PASIVOS Y ACTIVOS CONTINGENTES, GARANTIAS Y COMPROMISOS .....	123
(36)	HONORARIOS AUDITORES DE CUENTAS .....	126
(37)	MEDIO AMBIENTE .....	126
(38)	ACONTECIMIENTOS POSTERIORES AL CIERRE .....	127
	ANEXO I SOCIEDADES DE GAS NATURAL FENOSA .....	128
	ANEXO II VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN .....	137
	ANEXO III SOCIEDADES DEL GRUPO FISCAL GAS NATURAL .....	139

## Notas explicativas a las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2017

### Nota 1. Información general

Gas Natural SDG, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó en 1843 y tiene su domicilio social en Avenida de San Luis, número 77, de Madrid.

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

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

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

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, el Real Decreto Ley 13/2012, la Ley 18/2014 y la Ley 18/2015 y por su normativa de desarrollo, entre la que destaca por su importancia el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto y el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) anteriormente denominado 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 que se integró en la CNMC. Las Consejerías correspondientes de las Comunidades Autónomas tienen competencias, tanto de desarrollo normativo, como de ejecución de la normativa.

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, la regasificación, el almacenamiento 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.
- En aplicación de la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 2009/73/UE), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles 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 el consiguiente derecho 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, almacenamiento, regasificación y distribución de gas natural; y 2) actividades no reguladas: producción, aprovisionamiento y 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.
- *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 de acceso de terceros a la red y separación de actividades*: 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 948/2015, de 30 de Octubre, regula el acceso de los terceros a la red, que se gestiona a través de una plataforma telemática única, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema, modificando el régimen de contratación de capacidad establecido en el año 2001 mediante el Real Decreto 949/2001. 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 de transporte de gas (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 haya 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 reguladas, con acceso de terceros negociado y previa autorización de la Administración central, aunque en este momento no hay ninguna instalación así.

Con fecha 1 de abril de 2017 se publicó la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamientos subterráneos básicos, así como los derechos de inyección y extracción.

#### *2.1.1.2. Distribución*

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

El ejercicio de la actividad de distribución se basa en un régimen de autorizaciones administrativas, que no suponen derechos exclusivos de uso. Además, al distribuidor de una zona se le otorga preferencia para obtener las autorizaciones de las zonas limítrofes a la suya.

La actividad de las distribuidoras está restringida a la expansión y gestión de las redes de distribución, sin que puedan comercializar energía, siendo las comercializadoras específicamente autorizadas las encargadas del suministro de último recurso, que se menciona en el apartado 2.1.2.2.

La Ley 18/2014, publicada el 17 de octubre, estableció determinados principios y regulaciones dirigidos principalmente a garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista:

- 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 que cubra la parte que sobrepasa dichos límites. 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. Durante el periodo regulatorio no se podrá modificar ni la tasa de retribución financiera ni el coeficiente de eficiencia por mejoras de productividad. 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. Se eliminan las actualizaciones automáticas y se establece una fórmula paramétrica de retribución 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.
- 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 se encuentren en términos municipales de gasificación reciente.
- En relación al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, se procede a su reconocimiento. 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 reconoce como 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 ascendía a 164 millones de euros a pagar a partir del año 2015 en cinco años, reconociéndose en condiciones equivalentes a las de mercado.

La Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre de 2016, estableció la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2017. Adicionalmente mediante esta orden, se actualizaron los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

La Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre de 2017, ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2018.

## 2.1.2. Actividades no reguladas

### 2.1.2.1. Aprovechamiento

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) 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*

De conformidad con la Ley 12/2007 y su normativa de desarrollo el gas natural es suministrado exclusivamente por los comercializadores, desapareciendo el antiguo suministro a tarifa, que hasta entonces era realizado por las empresas distribuidoras. La Ley reconoce el derecho de los consumidores conectados a menos de 4 bar que no supere un determinado umbral de consumo (50 MWh/año) a ser suministrados a un precio máximo que se denomina tarifa de último recurso (en adelante TUR).

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 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%.

En materia de eficiencia energética la 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.
- El Fondo Nacional de Eficiencia Energética 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.

Anualmente se establece por orden ministerial las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética por cada uno de los sujetos obligados. La Orden IET/359/2016, de 17 de marzo, estableció las obligaciones en el año 2016 y la Orden IET/258/2017, de 24 de marzo, las correspondientes al año 2017.

El 22 de mayo de 2015 se publicó la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Mediante

dicha Ley se constituye un mercado mayorista organizado y se designa al operador del mercado organizado de gas y se pretende la integración en el mercado organizado de gas de la actividad desarrollada en toda la península ibérica, tanto la parte española como la portuguesa.

El 31 de octubre de 2015, se publicó el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural y el 9 de diciembre de 2015 se publicó la Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas. El mercado organizado de gas, gestionado por MIBGAS, entró en operación en diciembre de 2015.

Por Acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017 se estableció la obligación de los operadores dominantes del sector de gas natural, Gas Natural Fenosa y Endesa, a ejercer como creadores de mercado obligatorios en el mercado organizado de gas (MIBGAS). Esta obligación supone que estos operadores presenten de manera continuada ofertas de compra y venta en el mercado organizado de gas, con el fin de aumentar la liquidez del mercado. Las condiciones y requisitos para el cumplimiento de esta obligación se recogen en la Resolución del Secretario de Estado de Energía publicada el 13 de diciembre de 2017.

El 11 de junio de 2016 se publicó la Resolución, de 6 de junio, de la SEE, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el mercado organizado del gas, como la figura de los creadores de mercado, la adquisición del gas colchón para Yela y la adquisición del gas talón y el gas de maniobra.

El 5 de agosto de 2016 se publicó la Resolución, de 2 de agosto de 2016, de la SEE, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista. Esta Resolución establece un modelo normalizado de prestación de garantías, determina el importe y vigencia de las mismas para desbalances en el punto virtual de balance (PVB) así como de las garantías requeridas para contratación de capacidad, define los instrumentos válidos para la formalización de las garantías y, finalmente, establece el protocolo de comunicación con el Gestor de Garantías y el protocolo de actuación en caso de incumplimientos.

Adicionalmente, el 5 de agosto de 2016 se publicó la Resolución, de 2 de agosto de 2016, de la SEE, por la que se aprueba el contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español. El objeto del contrato marco es la contratación por parte del usuario (comercializadores o clientes directos en mercado) de los servicios de acceso a las instalaciones del sistema gasista, excluida la contratación de los servicios de acceso del punto de balance hacia o desde una conexión por gasoducto con Europa.

En cuanto al precio de la tarifa de último recurso (TUR) durante el ejercicio 2017 ha evolucionado del siguiente modo:

- El 31 de diciembre de 2016 se publicó la Resolución de 29 de diciembre de 2016, de la DGPEM, que contempla una subida de la TUR media del 3,5%, aplicable a partir del 1 de enero de 2017.
- El 30 de marzo de 2017 se publicó la Resolución de 24 de marzo de 2017, de la DGPEM, que contempla una subida de la TUR media del 1,8%, aplicable a partir del 1 de abril de 2017.
- El 29 de junio de 2017 se publicó la Resolución de 28 de junio de 2017, de la DGPEM, que contempla una bajada de la TUR media del 1,0%, aplicable a partir del 1 de julio de 2018.
- El 29 de septiembre de 2017 se publicó la Resolución de 25 de septiembre de 2017, de la DGPEM, que contempla una bajada de la TUR media del 1,3%, aplicable a partir del 1 de octubre de 2018.
- El 28 de diciembre de 2017 se publicó la Resolución de 26 de diciembre de 2017, de la DGPEM, que contempla una subida de la TUR media del 6,2%, aplicable a partir del 1 de enero de 2018.

En materia de seguridad de suministro, el Reglamento (UE) 2017/1938 de medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas, entró en vigor el 1 de noviembre. Éste establece obligaciones de comunicación de información por parte de las empresas de gas natural a las autoridades nacionales y europeas sobre los contratos de gas relevantes, por razones de seguridad de suministro. Además, en este Reglamento se refuerza la cooperación regional y se establece un mecanismo de solidaridad aplicable en el caso de crisis de suministro de un Estado Miembro.

Por Resolución de 27 de noviembre de 2017 se aprobó un nuevo Plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista. Este plan tiene como finalidad garantizar el suministro del incremento de demanda derivado de la estacionalidad de la misma y de repentinas olas de frío, ante situaciones imprevistas. Con carácter general será de aplicación desde el 1 de noviembre de cada año hasta el 31 de marzo del año siguiente.

Respecto al plan invernal anterior se incrementan las reservas exigidas y se limita su localización a los tanques en plantas de regasificación. Transitoriamente, durante el invierno 2017-2018 las existencias equivalentes a las obligaciones anteriores podrán localizarse en almacenamientos subterráneos.

A nivel europeo, se han publicado dos reglamentos que avanzan hacia la consecución del mercado interior de la energía. Con fecha 17 de marzo se ha publicado el Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red que define mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas para la capacidad existente e incremental mediante mecanismos de subasta. Esta normativa aplica a los puntos de interconexión y también podrá aplicarse a los puntos de entrada y salida desde y hacia terceros países, con sujeción a la decisión de la correspondiente autoridad.

Asimismo, se ha publicado Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red que fija las normas de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas así como los precios de reserva para productos estándar de capacidad.

El suministro de gas licuado del petróleo (GLP) es una actividad regulada en la ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. El MINETAD establece las tarifas de venta del GLP canalizado para los consumidores finales, así como los precios de cesión del GLP al que lo compran los distribuidores de GLP por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas. Estos precios se publican mediante resoluciones mensuales.

## 2.2. Regulación del sector del gas natural en Latinoamérica

En Brasil, Colombia, México, Argentina y Perú las tarifas y la remuneración de las empresas de distribución de gas natural son determinadas por las autoridades regulatorias. Existen marcos regulatorios y tarifarios estables que definen los procedimientos y trámites para la revisión periódica de las tarifas y los márgenes de distribución. Esta revisión tarifaria se lleva a cabo con periodicidad quinquenal (menos Perú que es cuatrienal) mediante la presentación ante los entes regulatorios correspondientes de los expedientes tarifarios. En Chile, las tarifas y remuneración de las empresas de distribución de gas natural son supervisadas por las autoridades regulatorias, para que estén en línea con la rentabilidad regulatoria máxima permitida. Existen marcos regulatorios estables que definen los procedimientos de supervisión de las tarifas y márgenes de distribución anualmente.

En México, todas las zonas geográficas de distribución desarrolladas de Gas Natural Fenosa (Monterrey, Nuevo Laredo, Toluca, Saltillo, Metrogás (DF) y Bajío) cuentan con tarifas aprobadas para el quinquenio 2016-2020. Adicionalmente, se han otorgado tarifas hasta 2020-21 para las nuevas zonas de Noroeste, Sinaloa y Valle de México, que están en proceso de desarrollo; así como nuevos permisos de distribución para las zonas geográficas de Tabasco, Campeche y Mérida. El marco regulatorio en México está en revisión para su adecuación a la reforma energética puesta en marcha a finales de 2013, que supondrá una liberalización de las actividades de suministro y comercialización de gas natural. Para la distribución de gas se prevé una flexibilización y simplificación en la metodología de retribución.

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 mantuvo. Durante el último semestre de 2017 se comenzó el proceso de revisión tarifaria para el próximo quinquenio (2018 – 2022) que se espera que culmine a lo largo de 2018 con la aplicación de las nuevas tarifas. También en Brasil, se espera que el regulador del estado de Sao Paulo apruebe nuevas tarifas a lo largo del año 2018.

En Colombia continúa el proceso de revisión tarifaria. Las distribuidoras presentaron sus solicitudes de nuevas tarifas en octubre de 2015, de acuerdo a la resolución CREG-202-2013, pero, el 15 de julio de 2016, se publicó la resolución CREG-93-2016 que revoca algunas disposiciones de la resolución CREG-202 y procede a archivar los expedientes presentados por las empresas distribuidoras para el cálculo de

las nuevas tarifas de distribución. El 21 de junio de 2017 se publicó la resolución CREG 66-2017, con una nueva propuesta de modificación a la metodología de retribución de la distribución de gas que se enmarca dentro del proceso de revisión tarifaria que comenzó con la publicación de la resolución CREG 202-2013, que aprobaba la metodología de retribución de la distribución de gas. En junio de 2017 se publicó también la circular 004-2017 que facultaba a las empresas a presentar sus propuestas tarifarias, según la CREG 66-2017, que previa aprobación de la CREG estarían vigentes hasta que se aprobaran las nuevas tarifas calculadas según la metodología definitiva. Finalmente, en diciembre de 2017 se aprobaron las tarifas de las empresas Gas Nacer y Gas Cundiboyacense, en las resoluciones CREG 176 y 177-2017, respectivamente.

En Argentina, el 30 de marzo de 2017 se publicó la resolución que establece nuevos precios para gas natural y gas propano para distribución, instando al Regulador, Enargas, a la publicación de los cuadros tarifarios resultantes de la revisión tarifaria integral. Asimismo, el mismo 30 de marzo de 2017 se publicó la resolución del Enargas n° I/4354-17 que aprueba los cuadros tarifarios de distribución que surgen de la revisión tarifaria integral de Gas Natural BAN, S.A. con vigencia a partir del 1 de abril de 2017, y una subida en la tarifa media del 123% con respecto a la vigente hasta ese momento. Dicho incremento se aplicará de forma escalonada a lo largo del primer año del quinquenio (un 30% en abril de 2017, un 40% en diciembre de 2017 y el 30% restante en abril del 2018) conjuntamente con un factor financiero que lo complementa a los efectos de mantener la equivalente entre este incremento escalonado y el incremento directo de la tarifa. El día 30 de noviembre el Enargas aprobó la Resolución N° 122 que establece los cuadros tarifarios que serán de aplicación a partir del 1 de diciembre de 2017. En dicha resolución se actualizan las tarifas aplicadas desde abril de 2017 con la inflación del periodo y el segundo escalón acordado, lo que supone un incremento aproximado del 61% respecto a la tarifa aplicada desde abril de 2017.

En Chile, las tarifas son establecidas por el distribuidor, que también es el que comercializa, de tal manera que la rentabilidad anual sea inferior a una determinada tasa de rentabilidad establecida en la reciente Ley del Sector. La rentabilidad es el cociente entre el margen de la actividad (ingresos por ventas menos costes de la actividad) y el valor de los activos. En el caso de que la rentabilidad obtenida supere la tasa establecida, la Ley obligaría a que el Regulador establezca tarifas obligatorias para los clientes de menor consumo.

En Perú se ha iniciado la actividad durante el último trimestre de 2017. Las tarifas aplicables están definidas en el contrato de concesión y tendrán una validez de 8 años desde el comienzo de la actividad, con posteriores revisiones cuatrienales.

### 2.3. Regulación del sector del gas natural en Italia

En Italia la actividad de distribución es regulada mientras que la de suministro está totalmente liberalizada. 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 n° 573 de diciembre 2013, el Regulador italiano publicó las tarifas de distribución para el periodo 2014-2019, sin cambios de fondo en su metodología.

A finales de 2016 el regulador puso en marcha un proceso de discusión con los agentes para la modificación de las inversiones que se realicen en el futuro por parte de los distribuidores, proceso que sigue actualmente abierto.

## 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.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) 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 pueden elegir libremente proveedor de electricidad. Existe un sistema de tarifa regulada aplicable a los consumidores con potencia contratada inferior (menor o igual) a 10 kW. Esta tarifa regulada se denomina Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), y existe además la tarifa de último recurso (TUR) como el precio regulado que se calcula a partir del PVPC y que resulta aplicable a los consumidores que tengan la condición de vulnerables y a aquéllos 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 tarifa de último recurso (TUR) para los consumidores vulnerables es financiada con el bono social que es asumido, desde el 23 de diciembre de 2016, tras la publicación del Real Decreto Ley 7/2016.

- La electricidad consumida en España se produce mayoritariamente en el territorio nacional, ya que las interconexiones internacionales con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos 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).
- Durante el periodo 2000-2013, el sistema eléctrico no fue autosuficiente en términos de precio, 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 medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos del sector eléctrico que culminaron con el paquete normativo conocido como la reforma eléctrica de julio de 2013 y la aprobación en diciembre de 2013 de la Ley 24/2013 del sector eléctrico, que estableció como principio básico la sostenibilidad económica financiera del sector.



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:
  - Se establece el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico al que deberá ajustarse la actuación de la Administración y demás sujetos, en virtud del cual, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de costes para el sistema eléctrico 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.
  - 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 cargos no podrán ser revisados a la baja.
  - Se establecen los principios que deberán contemplar las metodologías de retribución de las actividades reguladas: transporte, distribución, renovables, cogeneración y residuos.
  - 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 (PVPC), 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 (TUR) 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.
  - 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 contempla el cierre temporal de instalaciones de producción, el cual, estará sometido al régimen de autorización administrativa previa.
  - Se regula 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.
  - Se regula el autoconsumo, entendiéndose por tal el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción asociadas a un consumidor.

- Se pagarán peajes y cargos por la energía autoconsumida en los mismos términos que la consumida de la red. Los consumidores de cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida pagando los peajes de acceso, cargos asociados y costes para la provisión de los servicios de respaldo.
- 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, lo que no supone un derecho exclusivo de uso porque existe la obligación del acceso de terceros a la red.

- *Remuneración establecida normativamente:* 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. La remuneración a percibir por el desempeño de estas actividades se actualiza anualmente por medio de orden ministerial. La tasa de retribución financiera de los activos durante el primer periodo regulatorio, hasta el 31 de diciembre de 2019, está referenciada al rendimiento del bono del Estado más un diferencial de 200 puntos básicos.

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 de acceso de terceros a la red y separación de actividades:* 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.

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.

El marco retributivo vigente está determinado por la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, y 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, y la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

La retribución de la actividad de transporte se establece con carácter anual por el Ministerio, reconociendo una retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento, calculada a partir de los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento establecidos reglamentariamente, más un incentivo a su disponibilidad.

#### *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.

El marco retributivo vigente está determinado por la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, 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, y la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

La retribución, que se calcula anualmente por el Ministerio reconoce una retribución por inversión y por operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución, así como de otras tareas reguladas calculadas a partir de los valores unitarios aprobados reglamentariamente e incluye unos incentivos para la reducción de pérdidas en la red, la detección del fraude y la mejora de la calidad del servicio.

El 17 de junio de 2016 se publicaron sendas Órdenes Ministeriales (Orden IET/980/2016, de 10 de junio y Orden IET/981/2016, de 15 de junio) por las que se establecen la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica y de la de las empresas titulares de las instalaciones de transporte para el año 2016. Con fecha 29 de diciembre de 2016 se publicó la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso para 2017. De acuerdo a dicha Orden, los peajes de acceso se mantienen sin cambios.

#### 2.4.2. Actividades no reguladas

##### 2.4.2.1. Generación de electricidad

La nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia, en el mercado organizado, incluyendo tanto la generación convencional como las instalaciones que utilicen energías renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, que deberán acudir al mercado en igualdad de condiciones que las instalaciones convencionales; si bien, estas instalaciones (renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos) podrán tener un régimen retributivo específico cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de normativa europea o su introducción suponga una reducción del coste o de la dependencia exterior. Estas instalaciones mantienen la prioridad de despacho solamente a igualdad de condiciones económicas con otras tecnologías

El otorgamiento del régimen retributivo específico deberá establecerse para las nuevas instalaciones mediante un procedimiento de concurrencia competitiva.

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.

El régimen retributivo específico es adicional a los ingresos por la venta de energía valorada al precio del mercado para asegurar una rentabilidad razonable a la inversión durante la vida útil regulatoria.

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.

La Orden ETU/1133/2017 publicada el 23 de noviembre reduce el periodo de aplicación del servicio de disponibilidad pasando de 1 año a 6 meses y excluye temporalmente del ámbito de aplicación del servicio de disponibilidad a las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse justificando dicha exclusión por la escasez de reservas hidráulicas y por la incertidumbre sobre la evolución de las precipitaciones. La reducción del periodo de aplicación se justifica por la reforma prevista de los actuales mecanismos de capacidad para adaptarse al paquete legislativo europeo "Clean Energy for all Europeans"

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 nucleoelectrónica 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 eléctrica y la cogeneración combinada de calor y electricidad. En particular, se establece un tipo positivo para el uso del gas natural en la generación eléctrica y cogeneración de electricidad y calor, estando anteriormente regulado a tipo cero y se eleva el tipo de gravamen sobre el carbón, 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, que supone un 22% sobre el valor económico de la producción hidroeléctrica y cuyo desarrollo reglamentario se estableció en el Real Decreto 198/2015 por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias. El Real Decreto-Ley 10/2017 publicado el 10 de junio de 2017 incrementó el tipo de gravamen del 22% al 25,5%.

Los ingresos derivados de estos impuestos vienen a sufragar los costes regulados del sistema eléctrico.

La Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación), establece que los Estados miembro podrán elaborar un plan nacional transitorio, aplicable durante el periodo que va desde el 1 de enero de 2016 al 30 de junio de 2020, que abarque a las instalaciones de combustión que hayan obtenido el primer permiso antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares hayan realizado una solicitud completa de un permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación hayan estado en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003, señalando las instalaciones que deben incluirse en el mismo.

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 31 de diciembre de 2016 se publicó el Real Decreto Legislativo 1/2016 por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados que aún en una única norma todas las sucesivas modificaciones introducidas en la Ley 16/2002 desde 2005.

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 una retribución por la venta de energía en el mercado, valorada a precios de mercado y una retribución específica compuesta por dos términos: un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser repercutidos por la venta de energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión; y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos de explotación de la instalación tipo que corresponda, al que se denomina retribución a la operación.
- 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.

La regulación renovable además de la revisión de los 6 años de los parámetros retributivos, establece semiperiodos regulatorios de tres años para revisar la retribución específica de las instalaciones renovables de cogeneración y residuos en función de los precios del mercado. En esta revisión se calculan los valores por las desviaciones por los precios de mercado con respecto a los considerados en al principio del semiperiodo regulatorio. Adicionalmente se revisan las estimaciones de los ingresos futuros por la venta de energía en el mercado y los parámetros directamente relacionados con él para el próximo semiperiodo regulatorio, lo que también tiene efectos en la retribución específica de las instalaciones tipo.

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. Adicionalmente, diversas disposiciones han aprobado otras instalaciones tipo y sus parámetros retributivos.

La Orden ETU/130/2017 de 17 de febrero actualiza los parámetros retributivos de las instalaciones tipo a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio 2017-2019. Esta revisión corresponde con la actualización prevista al final de cada semiperiodo regulatorio (cada 3 años) para actualizar las previsiones de los ingresos futuros del mercado y por tanto la retribución específica resultante y se procede también a realizar los ajustes por desviaciones en el precio del mercado del semiperiodo regulatorio anterior.

La actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo con revisión semestral se realizó en la anterior normativa para el primer semestre de 2017 así como en la Orden ETU/1046/2017, de 27 de octubre, la retribución correspondiente al segundo semestre del año 2017.

El 21 de enero de 2016 se publicó la Resolución de 18 de enero de 2016, de la DGPEM, por la que se resuelve la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre. Resultaron adjudicados 700 MW tanto eólicos como de biomasa, con la particularidad de que en ambas tecnologías, el descuento resultó del 100% por lo que ningún adjudicatario recibirá retribución por los costes de inversión.

Por Resolución de 19 de mayo de 2017 se resolvió el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico celebrada el 17 de mayo y que se saldó con la adjudicación de 3.000 MW de instalaciones renovables sin coste para el consumidor eléctrico en el escenario de precios medios de referencia. De los 3000 MW adjudicados, 2.979 MW corresponden a instalaciones eólicas.

Por Resolución de 27 de julio de 2017 se resolvió el procedimiento de la subasta peninsular celebrada el día 26 de julio con la adjudicación de 5.037 MW al máximo descuento y, por tanto, sin coste para el consumidor eléctrico. Se adjudicaron 3.909 MW a instalaciones fotovoltaicas y 1.128 MW a instalaciones eólicas. La potencia adjudicada en estas tres subastas suma 8.737 MW y deberá estar en funcionamiento antes de 2020.

Con fecha 10 de noviembre de 2017 la Comisión Europea ha autorizado el régimen español de apoyo financiero a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos por lo que se concluye que es conforme con las normas sobre ayudas estatales de la UE.

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

Posteriormente, el 12 de agosto de 2016, se publicó la Resolución de 2 de agosto de 2016, de la SEE, por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2013, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010. Con esta Resolución se permite realizar la liquidación definitiva de 2013.

Finalmente, el 20 de septiembre de 2016, se publicó la Resolución de 19 de septiembre de 2016, de la SEE, por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2014, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010. Con esta Resolución se permite realizar la liquidación definitiva de 2014. En la primera quincena de diciembre de 2016 se procedió al cobro de las cantidades pendientes.

El 2 de febrero de 2017 se publicó el instrumento de ratificación del Acuerdo de París, firmado el pasado 12 de diciembre de 2015. El Acuerdo de París es el acuerdo dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que establece medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los efectos del calentamiento global. Su aplicación se iniciará en el año 2020, cuando finalice la vigencia del Protocolo de Kioto.

El 15 de junio de 2017 se publicó la Orden ETU/555/2017, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobadas por la Orden IET/1045/2014, y se actualizan para el semiperiodo 2017- 2019.

#### *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 (TUR) 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 regulando los criterios para el establecimiento de la tarifa de suministro de último recurso ahora PVPC, la cual de acuerdo con la legislación, 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.

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.

El Real Decreto-Ley 7/2016 modifica la redacción del artículo 45.4 de la Ley 24/2013 e implanta un nuevo régimen de financiación del bono social en la que sólo los sujetos dedicados a realizar la actividad de comercialización de energía eléctrica deberán financiar esta obligación de servicio público, en concreto las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o a las propias sociedades que así lo hagan, si no forman parte de ningún grupo societario. El porcentaje de reparto se calculará de forma proporcional a la cuota de los clientes y será calculado anualmente por la CNMC.

Con carácter transitorio, y hasta que se apruebe el reglamento que ha de desarrollar el nuevo régimen de financiación, se establecen los porcentajes de reparto a financiar por cada sociedad, correspondiendo a la Gas Natural Fenosa un 15,84% del total (Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. un 8,19%, Gas Natural Servicios SDG, S.A. un 7,44%, Gas Natural Comercializadora, S.A. un 0,21%).

El 3 de octubre de 2017 y el 27 de diciembre de 2017, se han publicado la Orden ETU/929/2017 y la Orden ETU/1288/2017 por la que se ordena el reintegro, con cargo al superávit del sistema eléctrico, de las cantidades financiadas por Gas Natural SDG, S.A. en concepto de bono social durante los ejercicios 2014, 2015 y 2016, más los intereses legales correspondientes computados desde la fecha en que se hizo el pago hasta la fecha de su reintegro.

El 7 de octubre de 2017 se publica el Real Decreto 897/2017, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, que viene a dar cumplimiento a los dispuesto en el Real Decreto Ley 7/2016. El 9 de octubre se publica la Orden ETU/943/2017 por la que se desarrolla dicho Real Decreto. Los aspectos más relevantes son:

- Se definen tres tipos de consumidores vulnerables en función del tipo de renta o de otras circunstancias independientes al nivel de renta: consumidor vulnerable, consumidor vulnerable severo y consumidor vulnerable severo en riesgo de exclusión social.
- El bono social supone un descuento del 25% sobre el PVPC para los consumidores vulnerables y del 40% para los consumidores vulnerables severos, y hasta un límite de consumo.
- A los consumidores vulnerables severos no se les verá interrumpido el suministro en el caso que los servicios sociales de una Administración Pública financie al menos el 50% del importe de su factura.
- Se revisan los criterios y procedimientos para acceder al bono social en función de la renta, número de menores en el hogar y otras condiciones. El comercializador de referencia es el responsable de la tramitación de la solicitud, y la comprobación de los requisitos.
- El reconocimiento del bono social tiene una vigencia de 2 años, salvo para familias numerosas que hasta que caduque el título.
- Se revisa el procedimiento de suspensión del suministro en vivienda habitual.

## 2.5. Regulación del sector de electricidad internacional

### 2.5.1. Generación

Gas Natural Fenosa, a través de su filial Global Power Generation (GPG), está presente como generador en México, Panamá, Costa Rica, República Dominicana, Kenia, Puerto Rico y, recientemente, en Chile, Brasil y Australia.

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 transporte, distribución y comercialización.

En México también existe generación en el mismo régimen de PPA, vendiendo la energía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a clientes finales bajo contratos bilaterales y excedentes de generación al mercado creado bajo la reforma energética llevada a cabo entre 2015 y 2016. Adicionalmente, durante



2014, se puso en marcha 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 y a mercado.

En Chile, GPG resultó adjudicataria en el proceso de licitación de energía celebrado en agosto de 2016 para el desarrollo de generación bajo un esquema de contratos a largo plazo (PPA) a 20 años con las distribuidoras. Para el cumplimiento de este compromiso, GPG tiene previsto desarrollar dos proyectos (eólico y solar) para su funcionamiento en 2021 con una potencia total instalada aproximada de 330 MW.

En Australia, GPG se adjudicó en agosto de 2016 un proyecto de generación eólico mediante un contrato a 20 años con una tarifa regulada por la energía inyectada en el sistema con una potencia instalada de 91 MW.

Finalmente, GPG también está presente en Brasil a través de dos proyectos de generación renovable solar con una potencia total de 68 MW con contratos de largo plazo de venta de energía de reserva a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) ya firmados en base a la adjudicación en la subasta de energía celebrada en 2015. Estos proyectos han entrado en funcionamiento en el ejercicio 2017.

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, Argentina, Chile, Colombia (hasta 2016), 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, 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 Moldavia, las tarifas de distribución y comercialización vigentes aplican hasta marzo de 2018. El 15 julio de 2016 el Regulador aprobó una Resolución con el mecanismo para la recuperación de los desvíos del precio de la energía no trasladados al cliente final como corresponde, en un plazo de 4 años y que fue publicada el 4 de octubre de 2016. El 25 de octubre de 2016 se firmó el último acuerdo pendiente con las empresas generadoras de energía acuerdo (con la empresa estatal Energocom), con lo que se pudo dar por finalizada con éxito la negociación con el Estado moldavo para recuperar la deuda derivada de la no repercusión en tarifa de los precios reales de compra de la energía.

En Moldavia, el 24 de marzo de 2017 se publicó la resolución de ANRE con las tarifas eléctricas a aplicar partir de dicha fecha, que incluían el suplemento tarifario relativo al primer año de recuperación de los desvíos tarifarios, si bien incluyeron a la vez otros ajustes a la baja. Posteriormente el 5 de mayo se publicaron las resoluciones de ANRE por las que se introdujeron diversas modificaciones en las metodologías en vigor para el cálculo de las tarifas de distribución y suministro de electricidad.

La actividad de distribución y subtransmisión en Chile está regulada según un marco conocido y estable. Las tarifas se actualizan periódicamente para reflejar las variaciones en los índices de costos y los precios de compra, y se revisan cuatrienalmente.

El 20 de julio de 2016 se publicó la Ley 20.936, en la que se modifican algunas disposiciones relativas a la actividad de Transporte de la Ley de Servicios Eléctricos y se crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. En esta misma ley se aprueba una prórroga de dos años de las tarifas de subtransmisión vigentes, durante 2016 y 2017, por lo que las nuevas tarifas de subtransmisión no entrarán en vigor hasta enero de 2018.

El 24 de agosto de 2017 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 11T-2016, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales de distribución eléctrica para el cuatrienio 2016-2020, así como los valores aplicables a cada empresa de distribución. Las tarifas se aplicarán con carácter retroactivo al 4 de noviembre de 2016, y estarán vigentes hasta noviembre de 2020.

En diciembre se publicó la nueva Norma de Calidad del servicio de distribución de electricidad, que además de aprobar unos indicadores de calidad más exigentes obliga a las distribuidoras a renovar todos los medidores a clientes finales para adaptarse a las nuevas tecnologías.

Respecto a la subtransmisión, las nuevas tarifas deberían haber entrado en vigor el 1 de enero de 2018, pero el Decreto Supremo que las aprueba todavía no se ha publicado: cuando se publique se aplicarán con carácter retroactivo a 1 de enero de 2018 y estarán vigentes por un periodo de dos años.

En Panamá se han iniciado los trabajos de revisión tarifaria durante 2017, y el nuevo pliego tarifario entrará en vigor en julio de 2018.

### **Nota 3. Bases de presentación y políticas contables**

#### **3.1 Bases de presentación**

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2016 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017.

Las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2017, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. con fecha 6 de febrero de 2018, 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 2017 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, las combinaciones de negocio y los planes de pensiones de prestación definida.

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 2017, 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 su aprobación, publicación y entrada en vigor el 1 de enero de 2017 se han aplicado las siguientes normas, interpretaciones y modificaciones:

- NIC 12 (Modificación), “Reconocimiento de activos por impuesto diferido de pérdidas no realizadas” aclara el tratamiento contable del impuesto diferido cuando la base fiscal de un activo está por encima de su valor razonable;
- NIC 7 (Modificación), “Iniciativa sobre información a revelar” requiere revelar información que permita comprender los cambios en los pasivos financieros, ya sean movimientos monetarios, tales como disposiciones y reembolsos de préstamos, o bien no monetarios, tales como adquisiciones, enajenaciones y diferencias de cambio no realizadas.

La aplicación de estas normas, interpretaciones y modificaciones no ha supuesto ningún impacto significativo en las Cuentas anuales consolidadas.

A continuación se detallan las normas, modificaciones e interpretaciones que entrarán en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad a 1 de enero de 2018 y siguientes:

<b>Normas adoptadas por la Unión Europea</b>		<b>Entrada en vigor para los ejercicios iniciados</b>
NIIF 9, “Instrumentos financieros”	Nueva norma que sustituye los requisitos de clasificación, valoración, reconocimiento y baja en cuentas de activos y pasivos financieros, la contabilidad de coberturas y deterioro de la NIC 39.	1 de enero de 2018
NIIF 15, “Ingresos ordinarios de contratos con clientes”	Nueva norma de reconocimiento de ingresos que sustituye a la NIC 18, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31.	1 de enero de 2018
NIIF 4 (Modificación), “Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos financieros con la NIIF 4 Contratos de seguro”	Permite a las entidades bajo el alcance de la NIIF 4 la opción de aplicar la NIIF 9 o su exención temporal.	1 de enero de 2018
NIIF 16, “Arrendamientos”	Nueva norma que sustituye a la NIC 17.	1 de enero de 2019

Ninguna de estas normas y modificaciones han sido aplicadas anticipadamente.

<b>Normas emitidas por el IASB pendientes de adopción por la Unión Europea</b>		<b>Entrada en vigor para los ejercicios iniciados</b>
NIC 40 (Modificación), “Trasferencia de inversiones inmobiliarias”	Clarifica que la reclasificación de una inversión desde o hacia inversión inmobiliaria solo se permite por cambio de uso.	1 de enero de 2018
Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2014-2016	Modificaciones menores de varias normas.	1 de enero de 2018
NIIF 2 (Modificación), “Clasificación y medición de pagos basados en acciones”	Aclara cuestiones concretas relativas a la contabilización de transacciones con pagos basados en acciones.	1 de enero de 2018
CINIIF 22, “Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada”	Establece la fecha de transacción para determinar el tipo de cambio en transacciones con anticipos en moneda extranjera.	1 de enero de 2018
CINIIF 23, “Incertidumbre sobre tratamientos fiscales”	Clarifica el registro y valoración de la NIC 12 en casos de incertidumbre sobre si las autoridades fiscales aceptan un determinado tratamiento fiscal utilizado por la entidad.	1 de enero de 2019
NIIF 9 (Modificación), “Características de pago anticipado con compensación negativa”	Permite la valoración a coste amortizado de ciertos instrumentos financieros con pago anticipado.	1 de enero de 2019
NIIF 10 (Modificación) y NIC 28 (Modificación) “Venta o aportación de activos entre un inversor y sus asociadas o negocios conjuntos”	Estas modificaciones aclaran el tratamiento contable de las ventas y aportaciones de activos entre un inversor y sus asociadas y negocios conjuntos	Postpuesta sin fecha concreta
NIC 28 (Modificación), “Interés a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos”	Clarifica la aplicación de la NIIF 9 a los intereses a largo plazo en una asociada o negocio conjunto si no se les aplica el método de la participación.	1 de enero de 2019
Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2015-2017	Modificaciones menores de varias normas.	1 de enero de 2019
NIIF 17 “Contratos de seguros”	Nueva norma que sustituye la NIIF 4.	1 de enero de 2021

En cuanto a las normas, modificaciones e interpretaciones que entrarán en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad a 1 de enero de 2018 y en base a los análisis realizados hasta la fecha, Gas Natural Fenosa estima que las únicas que tendrán impacto en las cuentas anuales consolidadas serán la NIIF 9, la NIIF 15 y la NIIF 16.

### **NIIF 9 – “Instrumentos financieros”**

La NIIF 9 establece los criterios para la clasificación, valoración y baja en cuentas de los activos y pasivos financieros, introduce nuevas reglas para la contabilidad de cobertura y un nuevo modelo para el deterioro de valor de los activos financieros.

Gas Natural ha elegido no adoptar anticipadamente la nueva norma, optando por no reexpresar la información comparativa para el ejercicio 2017, por lo que el ajuste al importe en libros de los activos y pasivos financieros se reconocerá en reservas a 1 de enero de 2018.

Los principales impactos esperados derivados de la aplicación inicial de la NIIF 9 son los siguientes:

- a) **Clasificación de activos financieros:** Con respecto a las inversiones en instrumentos de patrimonio actualmente clasificadas como activo financiero disponible para la venta (Nota 8), cuyos cambios en el valor razonable se reconocen en patrimonio y se imputan a resultados cuando se transmiten o se reconoce un deterioro, Gas Natural Fenosa espera hacer uso, para estas inversiones, salvo en el caso de Medgaz que se mantiene para negociar, de la opción que permite la NIIF de calificación irrevocable en la nueva categoría de inversiones en instrumentos de patrimonio designadas a valor razonable con cambios en otro resultado global. Los incrementos y disminuciones de valor razonable de estos activos se registrarán en otro resultado global acumulado, no se reconocerán pérdidas por deterioro en resultados y no se reclasificarán ganancias o pérdidas a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada en el momento de su venta. Por otro lado, en relación con los activos financieros distintos a instrumentos de patrimonio, Gas Natural Fenosa mantiene dichos activos principalmente con el objetivo de obtener los flujos de efectivo contractuales, por lo que se seguirán valorando a coste amortizado a partir de 1 de enero de 2018.
- b) **Intercambio de instrumentos de deuda:** Gas Natural Fenosa ha realizado operaciones de refinanciación en las que, de acuerdo con lo previsto en la NIC 39 no se han producido variaciones sustanciales del instrumento de deuda y, en consecuencia, el importe en libros del pasivo se ha ajustado en función de los costes y comisiones incurridas, que se amortizan durante la vida restante del pasivo modificado. De acuerdo a NIIF 9, en las operaciones de modificación de pasivos financieros se debe determinar el valor actual de los flujos de efectivo del nuevo pasivo financiero calculado con la tasa interna efectiva del pasivo financiero antiguo, registrando la diferencia entre este nuevo valor contable y el original en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. El impacto aproximado estimado a 1 de enero de 2018 es de 48 millones de euros de disminución de los pasivos financieros con el correspondiente incremento del pasivo por impuesto diferido de aproximadamente 12 millones de euros.
- c) **Deterioro de activos financieros:** Supone la aplicación de un nuevo modelo de deterioro de activos financieros basado en la pérdida crediticia esperada, a diferencia del modelo actual de la NIC 39, basado en la pérdida incurrida. Gas Natural Fenosa aplicará el modelo general de pérdida esperada para los activos financieros, a excepción de los Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, para los que aplicará el modelo simplificado estimado de pérdida esperada. En este contexto, Gas Natural Fenosa ha considerado la información disponible sobre eventos pasados (como el comportamiento de pagos de los clientes), condiciones actuales y elementos prospectivos (por ejemplo, factores macroeconómicos como evolución del PIB, desempleo, inflación, tipos de interés...) que puedan impactar en el riesgo de crédito de los deudores de Gas Natural Fenosa. En base a las evaluaciones llevadas a cabo a la fecha, Gas Natural Fenosa ha estimado que el impacto aproximado a 1 de enero de 2018 es un incremento en la provisión por deterioro del valor para los activos financieros de aproximadamente 102 millones de euros con el correspondiente incremento del activo por impuesto diferido de aproximadamente 26 millones de euros.
- d) **Contabilidad de coberturas:** Las nuevas reglas de cobertura alinearán la contabilización de los instrumentos de cobertura más estrechamente con las prácticas de gestión del riesgo del grupo. Gas Natural Fenosa no espera modificaciones sustanciales en su modelo de cobertura, confirmando que sus actuales relaciones de cobertura calificarán como coberturas que continúan con la adopción de

la NIIF 9. Por otro lado, es intención de la entidad aplicar las nuevas normas sobre coberturas desde el 1 de enero de 2018. En línea con la actual política de contabilidad de coberturas de la entidad, Gas Natural Fenosa no tiene intención de excluir en la designación de las relaciones de cobertura el componente a plazo de los contratos de seguro de cambio.

- e) Otros ajustes: Estos ajustes incluyen los impactos estimados de la adopción de la NIIF 9 por las sociedades contabilizadas por el método de la participación principalmente por la aplicación del nuevo modelo de deterioro de activos financieros basado en la pérdida crediticia esperada, así como los efectos impositivo de los ajustes anteriormente detallados en apartados b) y c), reconocidos como activos o pasivos por impuestos diferidos.

En resumen, el impacto esperado de la adopción de la NIIF 9 sobre el Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2018 sería el siguiente:

	<b>Importe (en millones de euros)</b>	<b>Ajustes</b>
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	(23)	e)
Activos financieros no corrientes	(1)	c)
Activos por impuestos diferidos	26	c)
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>2</b>	
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(101)	c)
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>(101)</b>	
Pasivos financieros no corrientes	(48)	b)
Pasivo por impuesto diferido	12	b)
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>(36)</b>	
Patrimonio neto atribuido a la Sociedad dominante	(50)	
Participaciones no dominantes	(13)	c)
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>(63)</b>	

Por otro lado, la nueva norma también introduce requerimientos ampliados de información a revelar y cambios en la presentación. Se espera que estos cambien la naturaleza y el alcance de la información revelada por el grupo sobre sus instrumentos financieros, en el ejercicio de adopción de la nueva norma.

#### **NIIF 15 – “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”**

La NIIF 15, establece el reconocimiento de los ingresos derivados de los contratos en función del cumplimiento de las obligaciones de desempeño ante los clientes.

Gas Natural ha elegido no adoptar anticipadamente la nueva norma, optando por no reexpresar la información comparativa para el ejercicio 2017, por lo que reconocerá el efecto acumulado de la aplicación de los nuevos criterios como un ajuste a reservas a 1 de enero de 2018

Por otro lado, la entidad tiene la intención de aplicar las soluciones prácticas consistentes en no considerar significativo el componente de financiación cuando el periodo de pago es inferior al año, no aplicar la norma de forma retrospectiva a los contratos que hayan sido completados en fecha anterior al 1 de enero de 2018 y reconocer los costes de obtención de contratos como gastos cuando su periodo previsto de amortización sea de un año o inferior.

Los impactos esperados derivados de la aplicación inicial de la NIIF 15 son los siguientes:

- a) Se han analizado las políticas internas de reconocimiento de ingresos para las distintas tipologías de contratos con clientes identificando las obligaciones de desempeño, el precio de la transacción y su asignación, con el objetivo de identificar posibles diferencias con el modelo de reconocimiento de ingresos de la nueva norma, sin encontrar diferencias significativas entre ambos ni obligaciones de cumplimiento que den lugar al reconocimiento de pasivos por contratos con clientes.
- b) De acuerdo con los criterios actualmente aplicables, todos los gastos directamente relacionados con la obtención de contratos con clientes se registran en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada

cuando se incurren. Por el contrario, la NIIF 15 requiere el reconocimiento de un activo por aquellos costes que sean incrementales para la obtención de dichos contratos, y que se espere se vayan a recuperar, amortizándose de forma sistemática en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas en la misma medida en que se imputen los ingresos relacionados con dicho activo. En base a las evaluaciones llevadas a cabo a la fecha, Gas Natural Fenosa espera un incremento en la activación del Inmovilizado intangible por las comisiones pagadas en ejercicios anteriores para la obtención de contratos de suministro de energía con clientes todavía vigentes a 1 de enero de 2018 de aproximadamente 61 millones de euros con el correspondiente incremento del pasivo por impuesto diferido de aproximadamente 15 millones de euros.

En resumen, el impacto esperado de la adopción de la NIIF 15 sobre el Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2018 es el siguiente:

	<b>Importe (en millones de euros)</b>	<b>Ajustes</b>
Inmovilizado Intangible	61	b)
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>61</b>	
Pasivo por impuesto diferido	15	b)
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>15</b>	
Patrimonio neto atribuido a la Sociedad dominante	46	b)
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>46</b>	

Por otro lado, la nueva norma también introduce requerimientos ampliados de información a revelar y cambios en la presentación. Se espera que estos cambien la naturaleza y el alcance de la información revelada por el grupo en el ejercicio de adopción de la nueva norma.

#### **Efecto estimado NIIF 9 y NIIF 15 sobre el Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2018**

A continuación se presentan los efectos estimados sobre el Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2018 derivados de la adopción de la NIIF 9 y de la NIIF 15, anteriormente detallados:

#### **Balance de situación consolidado (en millones de euros)**

	1.1.2018	NIIF 9	NIIF 15	Total ajustes	1.1.2018 NIIF 9 y NIIF 15
<b>ACTIVO</b>					
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>36.239</b>	2	61	<b>63</b>	<b>36.302</b>
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>11.083</b>	(101)	-	<b>(101)</b>	<b>10.982</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>47.322</b>	(99)	61	<b>(38)</b>	<b>47.284</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>					
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	14.734	(50)	46	<b>(4)</b>	14.730
Participaciones no dominantes	3.571	(13)	-	<b>(13)</b>	3.558
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>18.305</b>	(63)	46	<b>(17)</b>	<b>18.288</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>21.409</b>	(36)	15	<b>(21)</b>	<b>21.388</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>7.608</b>	-	-	-	<b>7.608</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>47.322</b>	(99)	61	<b>(38)</b>	<b>47.284</b>

#### **NIIF 16 – “Arrendamientos”**

La NIIF 16 entrará en vigor en 2019 y sustituirá a la NIC 17 y a las interpretaciones asociadas actuales.

Gas Natural Fenosa ha iniciado el análisis de los impactos de la NIIF 16 “Arrendamientos” que establece que se deberán reconocer en el Balance de situación consolidado los activos por el derecho de uso y los pasivos derivados de los contratos de arrendamiento operativo (a excepción de los acuerdos de arrendamiento a corto plazo y los que tienen por objeto activos de bajo valor). Adicionalmente, cambiará

el criterio de registro del gasto por arrendamientos, que se registrará como gasto por amortización del activo y gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento.

El análisis aún se encuentra en curso a la fecha de las presentes cuentas anuales consolidadas. Gas Natural Fenosa está recopilando los datos necesarios de sus contratos de arrendamientos operativos para poder evaluar los correspondientes impactos. No obstante, considerando el volumen poco relevante de los compromisos por contratos de arrendamiento que mantiene el Grupo (Nota 35), Gas Natural Fenosa prevé que la NIIF 16 no tendrá un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas.

### 3.3 Comparación de la información

Como consecuencia de los procesos de desinversión de los negocios de distribución y comercialización de gas en Italia, distribución y comercialización de gas en Colombia, distribución eléctrica en Moldavia y generación eléctrica en Kenya, descritos en la Nota 9 “Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas”, la Cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al ejercicio 2016 ha sido re-expresada, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2017, en aplicación de la NIIF 5.

A continuación se detallan los impactos derivados de la re-expresión en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016:

#### Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016

	2016	Aplicación NIIF 5 (Nota 9)	2016
Importe neto de la cifra de negocio	23.184	(1.276)	21.908
Aprovisionamientos	(15.420)	809	(14.611)
Otros ingresos de explotación	265	(25)	240
Gastos de personal	(1.013)	39	(974)
Otros gastos de explotación	(2.140)	149	(1.991)
Resultado por enajenación de inmovilizado	51	-	51
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	43	(2)	41
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>4.970</b>	<b>(306)</b>	<b>4.664</b>
Amortización y pérdidas por deterioro inmovilizado	(1.759)	52	(1.707)
Deterioro por pérdidas crediticias	(327)	12	(315)
Otros resultados	122	-	122
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>3.006</b>	<b>(242)</b>	<b>2.764</b>
Ingresos financieros	131	(7)	124
Gastos financieros	(954)	17	(937)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(2)	-	(2)
Diferencias de cambio	-	-	-
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(825)</b>	<b>10</b>	<b>(815)</b>
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(98)	-	(98)
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>2.083</b>	<b>(232)</b>	<b>1.851</b>
Impuesto sobre beneficios	(416)	83	(333)
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>1.667</b>	<b>(149)</b>	<b>1.518</b>
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	44	149	193
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>1.711</b>	<b>-</b>	<b>1.711</b>
Atribuible a:			
Sociedad dominante	1.347	-	1.347
Procedente de operaciones continuadas	1.325	(110)	1.215
Procedente de operaciones interrumpidas	22	110	132
Participaciones no dominantes	364	-	364
Beneficio en euros por acción básico y diluido procedente de operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	1,33	(0,11)	1,22
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	1,35	-	1,35

Por otro lado, se ha modificado la estructura de presentación de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, presentando en una línea independiente el deterioro por pérdidas crediticias que anteriormente se presentaba dentro del epígrafe de otros gastos de explotación. Consecuentemente, se ha modificado la información comparativa correspondiente a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas del ejercicio 2016.

### **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 participaciones 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.

Cuando el grupo deja de consolidar una inversión debido a una pérdida de control, cualquier participación retenida en la entidad se valora de nuevo a su valor razonable registrando el cambio en el importe en libros en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. Este valor razonable se convierte en el importe en libros inicial a efectos de contabilizar posteriormente la participación retenida como una asociada, negocio conjunto o activo financiero. Además, cualquier importe previamente reconocido en otro resultado global respecto de esa entidad se contabiliza como si el grupo hubiese dispuesto directamente de los correspondientes activos o pasivos.

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 2017 y 2016, detallándose a continuación las más relevantes.

### **Ejercicio 2017**

En el ejercicio 2017 la principal variación de perímetro corresponde a la venta en diciembre de 2017 del 17,2% de Gas Natural S.A. ESP y sociedades dependientes pasando el porcentaje de participación del 59,1% al 41,9%. Como consecuencia de la pérdida de la mayoría de los derechos de voto y de los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural S.A. ESP deja de tener el control de la sociedad que pasa a considerarse como asociada y a registrarse por el método de la participación (Nota 9).

### **Ejercicio 2016**

En el ejercicio 2016 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación correspondieron a la venta por Unión Fenosa Gas de las participaciones en Gasifica, S.A y en Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Nota 7), la venta de la participación en GNL Quintero, S.A. (Nota 7), la venta de Gasco S.A. junto con la compra de un 37,88% adicional de Gas Natural Chile S.A. (Nota 9), la compra de Vayu Limited (Nota 31) y a la desconsolidación de la participación de Electricaribe tras la pérdida de control (Nota 8).

#### **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 2017 y 2016 han sido los siguientes:

	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado
Dólar estadounidense (USD)	1,20	1,13	1,05	1,11
Peso Argentino (ARS)	22,31	18,71	16,74	16,24
Real Brasileño (BRL)	3,97	3,61	3,44	3,86
Peso Colombiano (COP)	3.579	3.337	3.163	3.376
Peso Chileno (CLP)	737,89	732,91	703,32	748,54
Peso Mejicano (MXN)	23,67	21,34	21,78	20,66
Balboa Panameño (PAB)	1,20	1,13	1,05	1,11
Lei Moldavo (MDL)	20,52	20,79	21,01	22,04

### 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 CINIIF 12 y otras concesiones y similares

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 todas ellas 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 entre cuatro y cinco 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 renovable, básicamente adquiridos como consecuencia de combinaciones de negocios, que se amortizan en su vida útil restante.
- 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**

Los bienes comprendidos en el inmovilizado material se registran a su coste menos la amortización acumulada y, en su caso, la provisión por deterioro asociada.

#### *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 de transporte de gas	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)	35
Instalaciones técnicas (centrales nucleares)	40
Instalaciones técnicas (parques eólicos)	25
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

abarcando 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.

En el primer trimestre del ejercicio 2017, Gas Natural Fenosa ha concluido los estudios técnicos que venía realizando sobre la estimación de la vida útil de las centrales de ciclo combinado y, en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector, se ha procedido a modificar de forma prospectiva la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017. El efecto que este cambio en la vida útil estimada ha tenido en el epígrafe de "Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada en el ejercicio 2017 ha sido una menor amortización por importe de 87 millones de euros. Asimismo, se estima que a partir del ejercicio 2018 esta modificación de la vida útil supondrá una menor amortización anual similar a la registrada en el ejercicio 2017, importe que irá disminuyendo a medida que concluya la vida útil de las centrales en explotación.

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*

Los costes de exploración excluyendo los costes de perforación, se registran, de acuerdo con el método de exploración con éxito, en resultados en el momento en que se producen. Si, como consecuencia de los sondeos de exploración, se encuentran reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial, los costes son traspasados a inversiones en zonas con reservas y, en caso contrario son cargados en resultados.

Los costes de inversiones en zonas con reservas 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, incluidos los de vida útil indefinida, 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, Chile, México y Perú), al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
- Distribución de electricidad:
  - Distribución de electricidad España. Los activos de la red de distribución eléctrica en España constituyen una única UGE dado que la red está formada por un conjunto de elementos de activo interrelacionados cuyo desarrollo, operación y mantenimiento se gestiona de forma conjunta.
  - Distribución de electricidad Latinoamérica. Se considera que existe una UGE para cada país en el que se opera (Argentina, Chile y Panamá) al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
- Gas. Incluye las UGEs de Infraestructuras de gas, de 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 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. Este modelo se concreta, entre otros aspectos, por la existencia de un único representante y sujeto liquidador ante el mercado que actúa mediante una única sala de ofertas, estando todo el negocio de generación y comercialización bajo la misma dirección. En consecuencia se considera que existe una única UGE para la generación (incluyendo las distintas tecnologías de generación no renovable y renovable) y la comercialización de electricidad en España, dado que se gestionan y controlan de forma global y centralizada.
  - Electricidad Internacional (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 (Brasil, Costa Rica, México, Panamá, República Dominicana y Puerto Rico, este último integrado por el método de la participación) y Australia.
- Otros. Incluye principalmente la UGE del yacimiento de carbón en Sudáfrica.

En el ejercicio 2017 han sido clasificadas como inversiones mantenidas para la venta los negocios de: distribución gas en Italia y Colombia, de distribución eléctrica en Moldavia, de comercialización gas en Italia y de generación en Kenia (Nota 3.3 y 9).

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 actualizado por los presupuestos aprobados más recientes posibles, 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 de cinco años se extrapolan considerando las tasas de crecimiento estimadas para cada 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:

	<b>Crecimiento 2017 (%)</b>	<b>Crecimiento 2016 (%)</b>
<b>Operaciones continuadas</b>		
Distribución de gas España	1,0	1,0
Distribución de gas Latinoamérica	1,2-3,0	2,6-3,0
Distribución de electricidad España	1,2	1,2
Distribución de electricidad Latinoamérica	1,6 -3,0	1,6 -3,0
Unión Fenosa Gas	1,8	1,8
Electricidad España	2,2	2,2
Electricidad Internacional	1,0-4,0	1,0-4,6
<b>Operaciones interrumpidas</b>		
Distribución de gas Resto de Europa	n/a	1,0
Distribución de gas Resto Latinoamérica (Colombia)	n/a	3,0
Distribución de electricidad Resto de Europa	n/a	1,8

Los parámetros considerados para la determinación de las tasas de crecimiento anteriores, que representan el crecimiento a largo plazo de cada negocio, se adecuan al crecimiento a largo plazo del país, obtenido de las estimaciones de la inflación en el periodo del 2021 al 2045 según the Economist Intelligence Unit (EIU).

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

	<b>Tasas 2017 (%)</b>	<b>Tasas 2016 (%)</b>
<b>Operaciones continuadas</b>		
Distribución de gas España	6,2	6,2
Distribución de gas Latinoamérica	10,0-17,0	10,0-17,0
Distribución de electricidad España	5,2	5,2
Distribución de electricidad Latinoamérica	8,8-11,5	8,8-16,6
Unión Fenosa Gas	13,4	11,9
Electricidad España	6,3	6,1
Electricidad Internacional	6,5-12,8	5,8-12,8
<b>Operaciones interrumpidas</b>		
Distribución de gas Resto de Europa	n/a	5,9
Distribución de gas Resto Latinoamérica (Colombia)	n/a	16,6
Distribución de electricidad Resto de Europa	n/a	14,9

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, obtenidos de Bloomberg.
- 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, obtenidos de Bloomberg.
- Swap de tipos de interés moneda local: Swap a 10 años, obtenidos de Bloomberg.
- Proporción patrimonio neto-deuda: Media sectorial.

La tasa de descuento de Unión Fenosa Gas, partiendo de los mismos parámetros descritos, se calcula teniendo en cuenta la aportación de cada negocio al consolidado de Unión Fenosa Gas.



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 España:

- Retribución regulada. Importe y crecimiento de la retribución aprobada por el regulador.
- 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 gas y electricidad Latinoamérica:

- 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.
- La Orden IET /2660/2015, de 11 de diciembre que aprueba las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores de retribución de otras actividades reguladas que aplicarán en el primer periodo regulatorio que comprenderá de 1 de enero de 2016 a 31 de diciembre de 2019.
- 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.

- 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 y a la evolución prevista de los precios en los mercados spot.
- 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.

- 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.
  - Los tributos establecidos por la Ley 15/2012 (Nota 2.4.2.1).
- Electricidad Internacional (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.

Como resultado del proceso anterior, en el ejercicio 2017 los valores recuperables de los activos de las UGEs, calculados conforme a la metodología descrita, han resultado superiores a los valores netos contables registrados en las presentes Cuentas anuales consolidadas. En el ejercicio 2016 los análisis de deterioro realizados no pusieron de manifiesto la necesidad de realizar deterioros adicionales o de revertir los deterioros realizados en el ejercicio anterior, excepto para la participación en Unión Fenosa Gas, en la que se registró un deterioro de dicha participación (Nota 7).

Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad de 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. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes realizados, han sido los siguientes:

	Aumento	Disminución
Tasa de descuento	50 puntos básicos	-
Tasa de crecimiento		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%	-

Estos análisis de sensibilidad realizados para cada hipótesis básica de forma independiente no harían variar las conclusiones obtenidas respecto de que el importe recuperable es superior al valor neto contable de las distintas UGEs, salvo en el caso de Unión Fenosa Gas (Nota 7) cuyo valor recuperable equivale aproximadamente a su valor neto contable por lo que, cualquier variación negativa en las hipótesis supondría que el valor recuperable fuera inferior al valor neto contable. Así, un aumento de 50 puntos básicos en la tasa de descuento, manteniendo sin cambios el resto de las hipótesis, supondría un deterioro del valor de Unión Fenosa Gas de 58 millones de euros.

### 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) *Préstamos 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 un deterioro prolongado 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 (Nivel 1). 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 (Nivel 2 y 3). 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 en las presentes cuentas anuales consolidadas 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.

Los contratos de cesión de cuentas a cobrar se consideran factoring sin recurso siempre que impliquen un traspaso de 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 de situación, 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 (Nivel 1).
- 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 (Nivel 2 y 3).

Los valores razonables 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.

Durante el ejercicio 2016 se revisó la política contable de calificación como inmovilizado intangible aplicada a los derechos de emisión de gases con efecto invernadero (CO<sub>2</sub>). A partir del análisis efectuado, basado en la consideración de estos activos como existencias debido a que su permanencia como activo, con carácter general, no será duradera, así como por la práctica seguida por los principales operadores del sector, se reclasificó el valor en libros de los derechos de emisión contabilizados como inmovilizado intangible al epígrafe de existencias. Los derechos de emisión se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización, si éste fuera inferior. Cuando se realiza la entrega de los derechos, su baja se registra con cargo a la provisión registrada en el momento de producirse las emisiones de CO<sub>2</sub> (Nota 3.4.16).

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 de capital 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 (acometidas), 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 directamente en patrimonio en el epígrafe de “Otro resultado global”.

#### *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.

#### **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.

Para cubrir la obligación de entrega de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> derivada de las emisiones realizadas durante el ejercicio, se registran en el epígrafe Provisiones corrientes los derechos de CO<sub>2</sub> a entregar valorados al coste de adquisición para derechos comprados registrados en el epígrafe Existencias y, en el caso de no poseer todos los derechos de emisión necesarios, 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 distribidora 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.

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

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no están pendientes liquidaciones definitivas de ejercicios anteriores.

La Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, reconoció tanto el déficit acumulado del sistema gasista del ejercicio 2014 como el desajuste entre los ingresos y costes del ejercicio 2015, que coinciden con el importe aprobado en las respectivas liquidaciones definitivas de ambos ejercicios. Los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, tienen derecho y proceden a su recuperación, a partir del 25 de noviembre de 2016, en quince y cinco anualidades, respectivamente.

La Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, reconoce el desajuste entre los ingresos y costes del ejercicio 2016, que coincide con el importe aprobado en la liquidación definitiva de dicho ejercicio. Los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, tendrán derecho a su recuperación, a partir del 1 de diciembre de 2017, en cinco anualidades.

Durante el mes de diciembre de 2017 se ha procedido a la cesión irrevocable sin recurso del déficit de 2014 y el desajuste de 2015 y 2016 (Nota 8).

La cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas de gas 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.

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2013 a 2016, 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. Tras sucesivas subastas y cesiones de los derechos pendientes de cobro, el 15 de diciembre de 2014 se cerró el proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico.

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. En los ejercicios 2014 a 2017, tras las reformas acometidas, no se ha producido déficit de ingresos en el sector, según los datos de las liquidaciones provisionales de dichos ejercicios.

La cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas de electricidad 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.

Tal como se describe en las Notas 3.3 y 9, en el ejercicio 2017, en aplicación de la NIIF 5 se han considerado como operaciones interrumpidas, reexpresando la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016, para los siguientes negocios:

- La distribución de gas en Italia
- La distribución de gas en Colombia.
- La distribución de electricidad en Moldavia.
- La comercialización de gas mayorista y minorista en Italia incluida en Comercialización de gas.
- La generación de electricidad en Kenia incluida en Electricidad Internacional.

Las cuentas de pérdidas y ganancias de los ejercicios 2017 y 2016 correspondientes a estos negocios se detallan en la Nota 9.

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 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. También incluye la actividad de gases licuados del petróleo (GLP).

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

- Distribución de electricidad. Engloba el negocio regulado de distribución de energía eléctrica en España 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 Latinoamérica corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile, Panamá, Colombia (ésta última hasta 31 de diciembre de 2016).

- Gas. Incluye la actividad derivada de las Infraestructuras de gas, la actividad de Comercialización y de Unión Fenosa Gas.

El negocio de infraestructuras incluye las actividades de exploración, producción y almacenamiento de gas. También recoge el proceso de regasificación y la operación del gasoducto Magreb-Europa.

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

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

- Electricidad. Incluye la generación de electricidad y comercialización en España y las actividades de Electricidad Internacional.

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad mediante centrales de ciclo combinado, carbón, 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 y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC).

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

- Otros. Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, los activos/pasivos y los gastos de funcionamiento de la corporación y su facturación a los distintos negocios en función de su utilización, así como 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

2017	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas				Electricidad			Otros	Eliminaciones	TOTAL
	España	Latinoamérica	Total	España	Latinoamérica	Total	Infraestructuras	Comercialización	UF GAS	Total	España	Internacional	Total			
Importe neto cifra negocios consolidado	1.145	3.735	4.880	818	3.243	4.061	84	8.874	-	8.958	4.349	873	5.222	185		23.306
Importe neto cifra negocios entre segmentos	125	-	125	43	62	105	233	1.260	-	1.493	1.026	17	1.043	252		3.018
Importe neto cifra negocios segmentos	1.270	3.735	5.005	861	3.305	4.166	317	10.134	-	10.451	5.375	890	6.265	437	(3.018)	23.306
Aprovisionamientos segmentos	(67)	(2.615)	(2.682)	-	(2.486)	(2.486)	(1)	(9.366)	-	(9.367)	(4.270)	(511)	(4.781)	(229)	2.866	(16.679)
Gastos de personal neto	(76)	(119)	(195)	(116)	(151)	(267)	(5)	(76)	-	(81)	(158)	(37)	(195)	(293)	-	(1.031)
Otros ingresos/gastos de explotación	(221)	(293)	(514)	(147)	(234)	(381)	(15)	(222)	-	(237)	(645)	(66)	(711)	10	152	(1.681)
Ebitda	906	708	1.614	598	434	1.032	296	470	-	766	302	276	578	(75)	-	3.915
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(299)	(159)	(458)	(233)	(138)	(371)	(53)	(80)	-	(133)	(442)	(121)	(563)	(123)	-	(1.648)
Deterioro por pérdidas crediticias	(8)	(26)	(34)	-	(50)	(50)	-	(37)	-	(37)	(31)	-	(31)	(3)	-	(155)
Resultado de explotación	599	523	1.122	365	246	611	243	353	-	596	(171)	155	(16)	(201)	-	2.112
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(699)
Resultado método participación	-	10	10	-	17	17	-	-	(88)	(88)	13	58	71	4	-	14
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.427
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(190)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.237
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	460
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.697

2016 (*)	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas				Electricidad			Otros	Eliminaciones	TOTAL
	España	Latinoamérica	Total	España	Latinoamérica	Total	Infraestructuras	Comercialización	UF GAS	Total	España	Internacional	Total			
Importe neto cifra negocios consolidado	1.075	2.802	3.877	789	4.673	5.462	27	7.471	-	7.498	4.217	720	4.937	134		21.908
Importe neto cifra negocios entre segmentos	123	-	123	44	-	44	297	1.148	-	1.445	1.062	18	1.080	230		2.922
Importe neto cifra negocios segmentos	1.198	2.802	4.000	833	4.673	5.506	324	8.619	-	8.943	5.279	738	6.017	364	(2.922)	21.908
Aprovisionamientos segmentos	(33)	(1.840)	(1.873)	-	(3.408)	(3.408)	(4)	(7.813)	-	(7.817)	(3.813)	(385)	(4.198)	(95)	2.780	(14.611)
Gastos de personal neto	(68)	(105)	(173)	(85)	(216)	(301)	(5)	(65)	-	(70)	(138)	(38)	(176)	(254)	-	(974)
Otros ingresos/gastos de explotación	(208)	(240)	(448)	(145)	(360)	(505)	(15)	(217)	-	(232)	(613)	(76)	(689)	73	142	(1.659)
Ebitda	889	617	1.506	603	689	1.292	300	524	-	824	715	239	954	88	-	4.664
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122	-	122
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(291)	(146)	(437)	(222)	(162)	(384)	(58)	(60)	-	(118)	(523)	(124)	(647)	(120)	-	(1.707)
Deterioro por pérdidas crediticias	(2)	(19)	(21)	-	(215)	(215)	-	(36)	-	(36)	(38)	-	(38)	(5)	-	(315)
Resultado de explotación	596	452	1.048	381	312	693	242	428	-	670	154	115	269	84	-	2.764
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(815)
Resultado método participación	-	16	16	-	9	9	-	-	(176)	(176)	2	49	51	2	-	(98)
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.851
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(333)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.518
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.711

(\*) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas (ver Nota 3.3 y 9).



## Información financiera por segmentos – Activos, Pasivos e Inversiones

2017	Distribución de gas				Distribución de Electricidad				Gas				Electricidad			Otros	Eliminaciones	TOTAL
	España	Italia	Latino- américa	Total	España	Moldavia	Latino- américa	Total	Infraes- tructuras	Comercia- lización	UF GAS	Total	España	Internacional	Total			
Activos de explotación (b)	4.068	-	4.548	8.616	5.090	-	5.230	10.320	477	3.147	-	3.624	8.598	1.711	10.309	1.205	(832)	33.242
Inversiones método de la participación	-	-	44	44	7	-	22	29	-	-	925	925	116	358	474	28	-	1.500
Pasivos de explotación (b)	(838)	-	(532)	(1.370)	(1.058)	-	(702)	(1.760)	(54)	(1.284)	-	(1.338)	(1.024)	(131)	(1.155)	(1.030)	836	(5.817)
Inversión inmovilizado Intangible (c)	15	-	173	188	35	-	24	59	11	1	-	12	7	-	7	123	-	389
Inversión inmovilizado Material (d)	197	-	199	396	217	-	326	543	7	47	-	54	171	168	339	61	-	1.393
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2016 (a)	Distribución de gas				Distribución de Electricidad				Gas				Electricidad			Otros	Eliminaciones	TOTAL
	España	Italia	Latino- américa	Total	España	Moldavia	Latino- américa	Total	Infraes- tructuras	Comercia- lización	UF GAS	Total	España	Internacional	Total			
Activos de explotación (b)	4.113	528	5.031	9.672	4.939	149	5.223	10.311	520	3.247	-	3.767	8.761	1.979	10.740	1.115	(689)	34.916
Inversiones método de la participación	-	-	10	10	6	-	54	60	-	-	1.034	1.034	94	344	438	33	-	1.575
Pasivos de explotación (b)	(768)	(42)	(796)	(1.606)	(900)	(32)	(804)	(1.736)	(10)	(1.404)	-	(1.414)	(1.035)	(145)	(1.180)	(984)	699	(6.221)
Inversión inmovilizado Intangible (c)	20	30	136	186	30	-	44	74	4	6	-	10	5	3	8	124	-	402
Inversión inmovilizado Material (d)	673	1	168	842	235	13	344	592	9	455	-	464	100	85	185	32	-	2.115
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	-	32	-	-	-	-	-	32

(a) 2016 incluye los activos y pasivos de los negocios de distribución de gas en Italia y Colombia, distribución de electricidad en Moldavia, comercialización de gas en Italia y generación en Kenia que en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada han sido reclasificados a actividades interrumpidas (ver Nota 3.3 y 9). Los activos y pasivos en explotación de Distribución Gas en Colombia a 31 de diciembre de 2016 ascendían a 366 millones de euros y 104 millones de euros respectivamente mientras que las inversiones materiales e intangibles a 23 millones de euros y 6 millones de euros respectivamente; en cuanto a los activos y pasivos de generación internacional en Kenia ascendían 93 millones de euros y 13 millones de euros respectivamente y contaba con unas inversiones materiales de 5 millones de euros.

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

	2017	2016		2017	2016
<b>Activos de explotación</b>	<b>33.242</b>	<b>34.916</b>	<b>Pasivos de explotación</b>	<b>(5.817)</b>	<b>(6.221)</b>
Fondo de Comercio	4.760	5.036	Patrimonio neto	(18.305)	(19.005)
Inversiones contabilizadas método de la participación	1.500	1.575	Pasivos financieros no corrientes	(15.916)	(15.003)
Activos financieros no corrientes	1.315	1.907	Pasivo por arrendamiento financiero (Nota 18 y 20)	(933)	(1.067)
Activo por impuesto diferido	849	872	Pasivo por impuesto diferido	(2.312)	(2.509)
Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	1.682	-	Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	(621)	-
Instrumentos financieros derivados (Nota 11)	38	46	Pasivos financieros corrientes	(2.543)	(2.599)
Administraciones públicas (Nota 11)	71	144	Instrumentos financieros derivados (Nota 19 y 20)	(90)	(48)
Activos por impuesto corriente	178	162	Dividendo a pagar (Nota 20)	(45)	(37)
Otros activos financieros corrientes	462	389	Administraciones públicas (Nota 19)	(593)	(519)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.225	2.067	Pasivos por impuesto corriente	(147)	(106)
<b>Total Activo</b>	<b>47.322</b>	<b>47.114</b>	<b>Total Pasivo</b>	<b>(47.322)</b>	<b>(47.114)</b>

(c) Se incluye la inversión en “Inmovilizado intangible” (Nota 5) detallada por segmentos de operación

(d) 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:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
España	10.765	10.101
Resto de Europa	2.711	2.343
Francia	1.282	1.409
Portugal	416	347
Italia	257	183
Reino Unido	150	132
Irlanda	141	54
Bélgica	133	84
Países Bajos	129	84
Otros Europa	203	50
Latinoamérica	8.495	8.731
Chile	3.447	3.009
Brasil	1.883	1.369
México	1.455	1.094
Panamá	799	785
Argentina	574	661
Puerto Rico	201	243
República Dominicana	118	95
Colombia	9	1.463
Resto Latinoamérica	9	12
Otros	1.335	733
India	372	217
Japón	153	20
Egipto	112	201
Resto países	698	295
<b>Total</b>	<b>23.306</b>	<b>21.908</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas (ver Nota 3.3 y 9).

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

	A 31.12.17	A 31.12.16
España	21.748	21.706
Resto de Europa	384	1.162
Latinoamérica	11.877	12.558
Otros	733	1.065
<b>Total</b>	<b>34.742</b>	<b>36.491</b>

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

	A 31.12.17	A 31.12.16
España	820	1.672
Resto de Europa	38	50
Latinoamérica	871	773
Otros	53	22
<b>Total</b>	<b>1.782</b>	<b>2.517</b>

## Nota 5. Inmovilizado intangible

El movimiento producido en los ejercicios 2017 y 2016 en el inmovilizado intangible es el siguiente:

	Concesiones CINIIF12	Otras concesiones y similares	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado intangible	Subtotal	Fondo de comercio	Total
Coste bruto	2.229	3.496	1.131	1.423	<b>8.279</b>	4.962	<b>13.241</b>
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(878)	(675)	(718)	(445)	<b>(2.716)</b>	-	<b>(2.716)</b>
<b>Valor neto contable a 1.1.16</b>	<b>1.351</b>	<b>2.821</b>	<b>413</b>	<b>978</b>	<b>5.563</b>	<b>4.962</b>	<b>10.525</b>
Inversión (Nota 4)	151	13	215	23	<b>402</b>	-	<b>402</b>
Desinversión	-	-	(1)	-	<b>(1)</b>	-	<b>(1)</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(78)	(41)	(133)	(76)	<b>(328)</b>	-	<b>(328)</b>
Diferencias de conversión	184	158	2	5	<b>349</b>	55	<b>404</b>
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	39	<b>39</b>	19	<b>58</b>
Reclasificaciones y otros <sup>(1)</sup>	-	-	(5)	(135)	<b>(140)</b>	-	<b>(140)</b>
<b>Valor neto contable a 31.12.16</b>	<b>1.608</b>	<b>2.951</b>	<b>491</b>	<b>834</b>	<b>5.884</b>	<b>5.036</b>	<b>10.920</b>
Coste bruto	2.661	3.662	1.341	1.374	<b>9.038</b>	5.036	<b>14.074</b>
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.053)	(711)	(850)	(540)	<b>(3.154)</b>	-	<b>(3.154)</b>
<b>Valor neto contable a 31.12.16</b>	<b>1.608</b>	<b>2.951</b>	<b>491</b>	<b>834</b>	<b>5.884</b>	<b>5.036</b>	<b>10.920</b>
Inversión (Nota 4)	186	21	170	12	<b>389</b>	-	<b>389</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(86)	(42)	(131)	(65)	<b>(324)</b>	-	<b>(324)</b>
Diferencias de conversión	(165)	(111)	(7)	(7)	<b>(290)</b>	(110)	<b>(400)</b>
Reclasificaciones y otros <sup>(2)</sup>	(468)	5	(29)	(6)	<b>(498)</b>	(166)	<b>(664)</b>
<b>Valor neto contable a 31.12.17</b>	<b>1.075</b>	<b>2.824</b>	<b>494</b>	<b>768</b>	<b>5.161</b>	<b>4.760</b>	<b>9.921</b>
Coste bruto	1.662	3.489	1.430	1.371	<b>7.952</b>	<b>4.760</b>	<b>12.712</b>
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(587)	(665)	(936)	(603)	<b>(2.791)</b>	-	<b>(2.791)</b>
<b>Valor neto contable a 31.12.17</b>	<b>1.075</b>	<b>2.824</b>	<b>494</b>	<b>768</b>	<b>5.161</b>	<b>4.760</b>	<b>9.921</b>

(1) Incluye principalmente la reclasificación de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> al epígrafe Existencias por 104 millones de euros (Nota 3.4.9), así como la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

(2) Incluye principalmente los traspasos a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" a la fecha en la que se aplica esta clasificación (Nota 9).

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

En el epígrafe "Concesiones CINIIF 12" se incluyen las concesiones que se consideran activos intangibles de acuerdo con la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (Nota 32).

El epígrafe "Otras concesiones y similares" incluye principalmente:

- La concesión del gasoducto Magreb-Europa (Nota 32), por un importe de 164 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (212 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- Las concesiones de vida útil indefinida según el siguiente detalle:

	31.12.2017	31.12.2016
Distribución eléctrica España	684	684
Distribución eléctrica Chile	1.097	1.139
Distribución gas Chile	856	893

El epígrafe "Otro inmovilizado intangible" incluye principalmente:

- Licencias de explotación de parques de generación renovable que ascienden a 169 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (181 millones de euros a 31 de diciembre de 2016). Incluye 21 millones de euros (23 millones de euros en 2016) procedentes de la combinación de negocios de Ibereólica Cabo leones II S.A. (Nota 31).

- Los derechos de regasificación en exclusiva de la planta de regasificación de Peñuelas (Puerto Rico) que ascienden a 17 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (24 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- El valor de los contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos como consecuencia de las combinaciones de negocios de CGE por un importe de 165 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (184 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), de Unión Fenosa por un importe de 358 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (389 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y de Vayu Limited por un importe de 13 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (14 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (Nota 31).

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

<b>2017</b>	<b>Distribución de gas</b>	<b>Distribución electricidad</b>	<b>Gas</b>	<b>Electricidad</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
España	-	1.070	-	2.708	-	3.778
Latinoamérica	112	418	-	424	-	954
México	20	-	-	420	-	440
Chile	74	294	-	4	-	372
Panamá	-	124	-	-	-	124
Brasil	18	-	-	-	-	18
Resto	-	-	16	-	12	28
<b>Total</b>	<b>112</b>	<b>1.488</b>	<b>16</b>	<b>3.132</b>	<b>12</b>	<b>4.760</b>

<b>2016</b>	<b>Distribución de gas</b>	<b>Distribución electricidad</b>	<b>Gas</b>	<b>Electricidad</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
España	-	1.070	-	2.708	-	3.778
Latinoamérica	124	449	-	482	-	1.055
México	23	-	-	479	-	502
Chile	79	307	-	3	-	389
Panamá	-	142	-	-	-	142
Brasil	22	-	-	-	-	22
Resto	143	11	16	18	15	203
<b>Total</b>	<b>267</b>	<b>1.530</b>	<b>16</b>	<b>3.208</b>	<b>15</b>	<b>5.036</b>

Las pruebas de deterioro se han realizado a 31 de diciembre de 2017 y 2016. Del análisis del deterioro del fondo de comercio y de los activos intangibles de vida útil indefinida realizado no se puso de manifiesto la necesidad de realizar deterioros (Nota 3.4.5).

Gas Natural Fenosa mantiene a 31 de diciembre de 2017 compromisos de inversión por 33 millones de euros, básicamente para el desarrollo de la red de distribución de gas de concesiones consideradas activos intangibles bajo la CINIIF 12.

El inmovilizado intangible incluye, a 31 de diciembre de 2017, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 529 millones de euros (521 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

## Nota 6. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2017 y 2016 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	817	10.194	12.484	8.670	693	1.140	891	<b>34.889</b>
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(134)	(5.116)	(3.767)	(1.525)	(216)	(438)	-	<b>(11.196)</b>
<b>Valor neto contable a 1.1.16</b>	<b>683</b>	<b>5.078</b>	<b>8.717</b>	<b>7.145</b>	<b>477</b>	<b>702</b>	<b>891</b>	<b>23.693</b>
Inversión (Nota 4)	26	781	50	316	425	63	454	<b>2.115</b>
Desinversión	(157)	(9)	(2)	-	-	(25)	(19)	<b>(212)</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(23)	(379)	(591)	(339)	(29)	(70)	-	<b>(1.431)</b>
Diferencias de conversión	29	53	11	245	-	(1)	30	<b>367</b>
Reclasificaciones y otros (1)	(13)	94	145	(723)	-	(44)	(364)	<b>(905)</b>
<b>Valor neto contable a 31.12.16</b>	<b>545</b>	<b>5.618</b>	<b>8.330</b>	<b>6.644</b>	<b>873</b>	<b>625</b>	<b>992</b>	<b>23.627</b>
Coste bruto	668	10.972	12.666	8.269	1.118	1.042	992	<b>35.727</b>
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(123)	(5.354)	(4.336)	(1.625)	(245)	(417)	-	<b>(12.100)</b>
<b>Valor neto contable a 31.12.16</b>	<b>545</b>	<b>5.618</b>	<b>8.330</b>	<b>6.644</b>	<b>873</b>	<b>625</b>	<b>992</b>	<b>23.627</b>
Inversión (Nota 4)	25	315	140	297	-	46	570	<b>1.393</b>
Desinversión	(19)	(2)	(3)	(3)	-	(5)	(4)	<b>(36)</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(22)	(391)	(522)	(322)	(52)	(61)	-	<b>(1.370)</b>
Diferencias de conversión	(6)	(121)	(211)	(160)	-	(60)	(51)	<b>(609)</b>
Reclasificaciones y otros (2)	-	(43)	44	60	-	(10)	(402)	<b>(351)</b>
<b>Valor neto contable a 31.12.17</b>	<b>523</b>	<b>5.376</b>	<b>7.778</b>	<b>6.516</b>	<b>821</b>	<b>535</b>	<b>1.105</b>	<b>22.654</b>
Coste bruto	644	11.020	12.454	8.405	1.118	987	1.105	<b>35.733</b>
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(121)	(5.644)	(4.676)	(1.889)	(297)	(452)	-	<b>(13.079)</b>
<b>Valor neto contable a 31.12.17</b>	<b>523</b>	<b>5.376</b>	<b>7.778</b>	<b>6.516</b>	<b>821</b>	<b>535</b>	<b>1.105</b>	<b>22.654</b>

(1) Adicionalmente a la reclasificación recurrente del inmovilizado en curso, incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

(2) Incluye principalmente los traspasos a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" a la fecha en la que se aplica esta clasificación (Nota 9).

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

En noviembre de 2017, Gas Natural Fenosa, ha formalizado la venta del inmueble ubicado en Madrid, en la calle Lérida, por 12 millones de euros, generando una plusvalía antes de impuesto sobre beneficios de 3 millones de euros. Por otro lado, se ha firmado con la sociedad adquiriente un contrato operativo sin opción de compra por un período de 10 años prorrogables por otros cinco años más. A la fecha de la transacción de la vida útil restante del inmueble transmitido es muy superior al periodo máximo de arrendamiento. Adicionalmente, en diciembre de 2017 ha formalizado la venta del inmueble situado en la calle Ombú en Madrid por un importe de 26 millones de euros, generando una plusvalía antes del impuesto sobre beneficios de 15 millones de euros (Nota 27).

En diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa formalizó la venta de cuatro inmuebles ubicados en Madrid (Avenida San Luis 77, Antonio López 193, A Canto 11-13 y Avenida América 38) por 206 millones de euros, generando una plusvalía antes del impuesto sobre beneficios de 51 millones de euros (Nota 27). Por otro lado, para cada uno de dichos inmuebles, se firmó con las sociedades adquirentes contratos de arrendamiento operativo sin opción de compra por un período de 10 años que, salvo en el caso de Avenida América 38, son prorrogables por cinco años más (Nota 35). A la fecha de la transacción la vida útil restante de los inmuebles transmitidos fue en todos los casos muy superior al periodo máximo del arrendamiento.

En el epígrafe de "Buques transporte de gas" se incluye a 31 de diciembre de 2017 el valor actual, en el momento de la adquisición, de los pagos comprometidos para el fletamento de los buques de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero (Nota 18), neto de las correspondientes amortizaciones.

A 31 de diciembre de 2017 Gas Natural Fenosa posee seis buques de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero tras la incorporación en el ejercicio 2016 de dos nuevos buques por importe de 425 millones de euros (Nota 18).

En el epígrafe de “Otro inmovilizado” se recoge a 31 de diciembre de 2017 el valor neto contable de Inversiones en zonas con reservas por 206 millones de euros (293 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), 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 y desarrollo por 21 millones de euros (22 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

El desglose del inmovilizado en curso por negocios es el siguiente:

	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Distribución de gas	114	109
Distribución de electricidad	530	528
Electricidad	420	329
Resto	41	26
<b>Total</b>	<b>1.105</b>	<b>992</b>

A 31 de diciembre de 2017 Gas Natural Fenosa no disponía de inmuebles de inversión de valor significativo.

El inmovilizado material incluye, a 31 de diciembre de 2017, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 2.059 millones de euros (2.011 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

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 2017 compromisos de inversión por 689 millones de euros, básicamente para la construcción de dos buques de transporte de gas (Nota 35), por la construcción de nuevas instalaciones de generación eléctrica y para el desarrollo de la red de distribución de gas y de electricidad.

Los gastos financieros activados en el ejercicio 2017 en proyectos de inmovilizado durante su construcción ascienden a 8 millones de euros (12 millones de euros en 2016). Los gastos financieros capitalizados en el ejercicio 2017 representan el 1,1% del total de los costes financieros por endeudamiento neto (1,3% para el ejercicio 2016). La tasa media de capitalización durante los ejercicios 2017 y 2016 ha ascendido a 4,0% y 4,1% respectivamente.

## **Nota 7. Inversiones en sociedades**

### **Asociadas y negocios conjuntos**

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

	<b>A 31.12.17</b>	<b>A 31.12.16</b>
Asociadas	49	46
Negocios conjuntos	1.451	1.529
<b>Total</b>	<b>1.500</b>	<b>1.575</b>

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

Las participaciones más significativas corresponden a Unión Fenosa Gas y a EcoEléctrica L.P. (Nota 4).

El movimiento de los ejercicios 2017 y 2016 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
<b>Valor de la participación a 1.1.16</b>	<b>1.209</b>	<b>309</b>	<b>167</b>	<b>1.685</b>	<b>45</b>	<b>1.730</b>
Inversión	-	-	5	5	-	5
Desinversión (1)	-	-	(52)	(52)	-	(52)
Participaciones en el resultado	(176)	49	27	(100)	2	(98)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	-	-	-
Dividendos recibidos	(2)	(27)	(13)	(42)	(1)	(43)
Diferencias de conversión	1	13	4	18	-	18
Otro resultado global	4	1	4	9	-	9
Reclasificaciones y otros	(2)	(1)	9	6	-	6
<b>Valor de la participación a 31.12.16</b>	<b>1.034</b>	<b>344</b>	<b>151</b>	<b>1.529</b>	<b>46</b>	<b>1.575</b>
Inversión	-	-	14	14	-	14
Desinversión	-	-	(5)	(5)	-	(5)
Participaciones en el resultado	(88)	58	38	8	6	14
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	(18)	(18)	-	(18)
Diferencias de conversión	(23)	(41)	(8)	(72)	-	(72)
Otro resultado global	2	(3)	-	(1)	(1)	(2)
Reclasificaciones y otros	-	-	(4)	(4)	(2)	(6)
<b>Valor de la participación a 31.12.17</b>	<b>925</b>	<b>358</b>	<b>168</b>	<b>1.451</b>	<b>49</b>	<b>1.500</b>

(1) El 29 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa, a través de la sociedad Aprovevisionadora Global de Energía (AGESA), filial de Gas Natural Chile, S.A., firmó con Enagás un acuerdo de venta del 20,0% de la participación en GNL Quintero, S.A. (Chile), por 200 millones de dólares, que tras los ajustes por los dividendos a la fecha de cierre ascendió a 197 millones de dólares (182 millones de euros). El cierre de la operación se produjo durante el mes de noviembre de 2016 y supuso la obtención de una plusvalía antes de impuestos y de participaciones no dominantes de 128 millones de euros (Nota 28).

En el ejercicio 2017 las inversiones corresponden a una ampliación de capital en la sociedad Nueva Generadora del Sur, S.A. por importe de 14 millones de euros (Nota 30).

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

En junio de 2016, Unión Fenosa Gas alcanzó un acuerdo con Enagás para la venta, a través de Infraestructuras de Gas S.A., de su participación del 42,5% en Planta de regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas) por 106 millones de euros. Esta operación materializó en julio de 2016, generándose para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de 21 millones de euros.

En el ejercicio 2016 se registró un deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas por importe de 94 millones de euros como consecuencia de la necesidad de actualización de las hipótesis del coste de aprovisionamiento por la evolución prevista del escenario energético para Unión Fenosa Gas (Nota 3.4.5). El deterioro acumulado registrado en Unión Fenosa Gas asciende a 628 millones de euros básicamente como consecuencia de un incumplimiento sustancial por parte del suministrador egipcio de los acuerdos para restablecer las entregas de gas en la planta de licuefacción de Damietta en Egipto (Nota 3.4.5 y 35).

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 31.12.2017		A 31.12.2016	
	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.
Activo no corriente	1.392	261	1.537	313
Activo corriente	231	107	266	96
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	65	40	100	18
Pasivo no corriente	(565)	(3)	(623)	(32)
Pasivos financieros no corrientes	(159)	-	(181)	(27)
Pasivo corriente	(133)	(7)	(146)	(33)
Pasivos financieros corrientes	(21)	-	(34)	(25)
<b>Activos netos</b>	<b>925</b>	<b>358</b>	<b>1.034</b>	<b>344</b>
Deuda financiera neta (1)	115	(40)	115	34

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

	2017		2016	
	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.
Importe neto de la cifra de negocios	723	151	578	155
Aprovisionamientos	(692)	(55)	(545)	(63)
Gastos de personal	(8)	(4)	(9)	(5)
Otros ingresos/gastos de explotación	(13)	(12)	(22)	(13)
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>10</b>	<b>80</b>	<b>2</b>	<b>74</b>
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(102)	(16)	(130)	(19)
Deterioro pérdidas crediticias	-	(2)	-	1
<b>Resultado explotación</b>	<b>(92)</b>	<b>62</b>	<b>(128)</b>	<b>56</b>
Resultado financiero	(21)	(1)	1	(4)
Resultado entidades método participación	1	-	10	-
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(112)</b>	<b>61</b>	<b>(117)</b>	<b>52</b>
Impuesto de sociedades	20	(3)	37	(3)
Atribuido a socios minoritarios	4	-	(2)	-
<b>Resultado atribuido del ejercicio procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(88)</b>	<b>58</b>	<b>(82)</b>	<b>49</b>
Deterioro participación	-	-	(94)	-
<b>Participación en el resultado</b>	<b>(88)</b>	<b>58</b>	<b>(176)</b>	<b>49</b>

No existen pasivos contingentes de las participaciones en negocios conjuntos.

Los compromisos contractuales de adquisición y de venta de las participaciones en negocios conjuntos a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016 son los siguientes:

	A 31 de diciembre de 2017	A 31 de diciembre de 2016
<b>Adquisición</b>		
Compras de energía (1)	5.103	5.189
Transporte de energía (2)	120	145
<b>Total obligaciones contractuales</b>	<b>5.223</b>	<b>5.334</b>
<b>Venta</b>		
Ventas de energía (3)	1.665	1.859
Prestación servicios por cesión capacidad (4)	166	232
<b>Total obligaciones contractuales</b>	<b>1.831</b>	<b>2.091</b>

- (1) Refleja los compromisos a largo plazo para comprar gas natural de Unión Fenosa Gas y EcoEléctrica L.P.
- (2) Incluye los costes operativos asociados a los contratos de fletamento de buques de transporte de gas de Unión Fenosa Gas en régimen de arrendamiento financiero.
- (3) Refleja los compromisos a largo plazo para vender gas natural de Unión Fenosa Gas.
- (4) Refleja los compromisos de prestación de servicios por los contratos de cesión de capacidad de generación eléctrica de EcoEléctrica L.P. a Puerto Rico Electricity Power Authority.

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 2017 asciende a 237 millones de euros (303 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

### 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 2017 y 2016 son las siguientes:

	2017	2016
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 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 31.12.17	A 31.12.16
Activo no corriente	524	562
Activo corriente	95	120
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	1	1
Pasivo no corriente	(75)	(75)
Pasivos financieros no corrientes	-	-
Pasivo corriente	(91)	(91)
Pasivos financieros corrientes	(11)	(13)
<b>Activos netos</b>	<b>453</b>	<b>516</b>
Deuda financiera neta (1)	10	12

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

	2017	2016
Importe neto de la cifra de negocios	287	226
Gastos de explotación	(194)	(192)
<b>Resultado bruto explotación</b>	<b>93</b>	<b>34</b>
Amortización y pérdidas por deterioro	(61)	(57)
<b>Resultado explotación</b>	<b>32</b>	<b>(23)</b>
Resultado financiero	-	-
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>32</b>	<b>(23)</b>
Impuesto de sociedades	(8)	6
<b>Resultado atribuido del ejercicio procedente de operaciones continuadas</b>	<b>24</b>	<b>(17)</b>

## Nota 8. Activos financieros

El detalle de los activos financieros, excluyendo los incluidos en los epígrafes “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” (Nota 11) y “Efectivo y otros activos líquidos equivalentes” (Nota 12), a 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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
<b>A 31 diciembre 2017</b>						
Instrumentos de patrimonio	560	-	-	-	-	560
Derivados (Nota 17)	-	-	-	15	-	15
Otros activos financieros	-	739	1	-	-	740
<b>Activos financieros no corrientes</b>	<b>560</b>	<b>739</b>	<b>1</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>1.315</b>
Derivados (Nota 17)	-	-	-	65	-	65
Otros activos financieros	-	395	2	-	-	397
<b>Activos financieros corrientes</b>	<b>-</b>	<b>395</b>	<b>2</b>	<b>65</b>	<b>-</b>	<b>462</b>
<b>Total</b>	<b>560</b>	<b>1.134</b>	<b>3</b>	<b>80</b>	<b>-</b>	<b>1.777</b>

	Disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Valor razonable con cambio a resultados	Total
<b>A 31 diciembre 2016</b>						
Instrumentos de patrimonio	619	-	-	-	-	619
Derivados (Nota 17)	-	-	-	111	-	111
Otros activos financieros	-	1.175	2	-	-	1.177
<b>Activos financieros no corrientes</b>	<b>619</b>	<b>1.175</b>	<b>2</b>	<b>111</b>	<b>-</b>	<b>1.907</b>
Derivados (Nota 17)	-	-	-	1	-	1
Otros activos financieros	-	388	-	-	-	388
<b>Activos financieros corrientes</b>	<b>-</b>	<b>388</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>389</b>
<b>Total</b>	<b>619</b>	<b>1.563</b>	<b>2</b>	<b>112</b>	<b>-</b>	<b>2.296</b>

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, es la siguiente:

	31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
<b>Activos financieros</b>								
Disponibles para la venta	-	-	560	560	-	-	619	619
Derivados de cobertura	-	80	-	80	-	112	-	112
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>80</b>	<b>560</b>	<b>640</b>	<b>-</b>	<b>112</b>	<b>619</b>	<b>731</b>

## Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2017 y 2016 de los activos financieros disponibles para la venta en función del método empleado para el cálculo de su valor razonable es el siguiente:

	31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
<b>A 1 de Enero</b>	-	-	619	619	-	-	141	141
Aumentos	-	-	-	-	-	-	-	-
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	-	-	(54)	(54)	-	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(2)	(2)	-	-	1	1
Trasposos y otros (1)	-	-	(3)	(3)	-	-	477	477
<b>A 31 de Diciembre</b>	-	-	560	560	-	-	619	619

(1) A 31 de diciembre de 2016 incluía principalmente el traspaso de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control.

A 31 de diciembre de 2017, se incluye dentro de “Activos financieros disponibles para la venta” básicamente:

- La participación del 14,9% en Medgaz, S.A., sociedad que opera el gasoducto submarino entre Argelia y España, por importe de 95 millones de euros (90 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) cuyo valor razonable se determina en base al descuento de flujos de efectivo por dividendos futuros.
- La participación del 2,23% en Richards Bay Coal Terminals Ltd, sociedad que opera una terminal para la exportación de carbón en Sudáfrica, por importe de 40 millones de euros (41 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) cuyo valor razonable se determina en base a su costo al ser la mejor estimación disponible.
- La participación del 85,4% en Electrificadora del Caribe, S.A. ESP (en adelante Electricaribe) por importe de 416 millones de euros (475 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

A lo largo del ejercicio 2016 Electricaribe padeció muy fuertes tensiones de tesorería consecuencia de las acciones y omisiones de la República de Colombia en relación al impago de un elevado número de facturas de clientes, en gran parte con suministro obligatorio, así como de un importante fraude en el consumo. Como consecuencia y en el marco del tratado de protección recíproca de inversiones entre el Reino de España y la República de Colombia, el 12 de julio de 2016, Gas Natural Fenosa activó el proceso de conversaciones para tratar de resolver de manera negociada la situación límite a la que había llegado Electricaribe antes expuesta. Este tratado exige, para el caso de una expropiación o medida similar, que la indemnización correspondiente sea equivalente al justo valor de mercado de la inversión en un momento anterior a su expropiación o similar.

El 14 de noviembre de 2016 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la República de Colombia (Superintendencia) ordenó, como medida necesaria para asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica, la intervención de Electricaribe, así como el cese de los miembros del órgano de administración y del gerente general y su sustitución por un Agente especial designado por la Superintendencia. Durante el ejercicio de sus funciones el Agente sustituyó al personal directivo nombrado por Gas Natural Fenosa y centralizó la decisión sobre el suministro de información a remitir a Gas Natural Fenosa, de forma que, al cierre de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa ya había perdido el control y cualquier poder de influencia significativa sobre Electricaribe, al no participar ni tener información directa sobre las decisiones o sobre las actividades relevantes de los negocios. El 11 de enero de 2017 la Superintendencia acordó la prórroga de la intervención, hasta el 14 de marzo de 2017, anunciando en dicha fecha la decisión de liquidar la sociedad Electricaribe. El 22 de marzo de 2017 Gas Natural Fenosa entregó la documentación pertinente para el inicio del procedimiento arbitral ante el Tribunal de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) con el objetivo de recuperar la compañía con un marco regulatorio viable, y en su defecto, conseguir una compensación de acuerdo al valor justo de la sociedad que se estima en más de 1.000 millones de dólares. El inicio formal del arbitraje se ha solicitado ante el Tribunal de la CNUDMI que, al igual que el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) del Banco Mundial, está previsto como foro adecuado de resolución de diferencias en el acuerdo bilateral de promoción y protección recíproca de inversiones entre la República de Colombia y España.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa cuenta con una póliza de seguros por riesgos políticos para todas sus sociedades, que en el caso de Electricaribe le permitiría recuperar hasta 500 millones de dólares en los supuestos de expropiaciones y leyes o disposiciones normativas discriminatorias.

El 9 de junio de 2017 Electricaribe suscribió un contrato con la entidad pública Financiera de Desarrollo Nacional para que ésta evaluara y definiera las posibles alternativas de estructuración e implementación de la solución definitiva para la continuidad de la prestación del servicio de energía en la Costa Caribe. Posteriormente se ha contratado a un banco de negocios internacional. A fecha actual sigue la situación de intervención.

Debido a los hechos señalados anteriormente, y siguiendo lo indicado por la normativa contable aplicable en este caso, NIIF 10, el 31 de diciembre de 2016 se dejó de consolidar Electricaribe en el balance consolidado de Gas Natural Fenosa, procediéndose a dar de baja sus activos, pasivos y participaciones no dominantes por un importe neto de 475 millones de euros, así como a traspasar a resultados las diferencias de conversión negativas correspondientes por 38 millones de euros. Asimismo, en el epígrafe de "Activos financieros disponibles para la venta", se reconoció la inversión en Electricaribe de acuerdo con la NIC 39 por su valor razonable (475 millones de euros). Dado que Electricaribe es una inversión en instrumento de patrimonio que no dispone de un precio de mercado cotizado, la valoración que se realizó es de Nivel 3 y en la misma se aplicaron criterios de prudencia valorativa considerando el entorno de incertidumbre existente, obteniéndose un importe que no difería de su valor neto contable. La valoración de Electricaribe al 31 de diciembre de 2016 se realizó siguiendo una metodología similar a la descrita en la Nota 3.4.5. Las principales hipótesis consideradas hacían referencia a la evolución esperada de las tarifas, el coste de la energía, los costes de operación y mantenimiento y las inversiones. La tasa de descuento utilizada fue del 16,6% y la tasa de crecimiento del 3,0%.

A 31 de diciembre de 2017 no se ha producido ninguna variación en los parámetros a los que se refieren las principales hipótesis de valoración de la participación en Electricaribe, ni en los procesos antes descritos que puedan dar lugar a una mejor evaluación de su valor razonable. En consecuencia, no se ha modificado el importe contabilizado en el epígrafe de "Activos financieros disponibles para la venta", salvo por el efecto derivado de las variaciones en el tipo de cambio.

No obstante, Gas Natural Fenosa entiende que el importe final que razonablemente cabría esperar que fuera reconocido por los órganos y tribunales llamados a decidir en su caso sobre la fijación de un precio o indemnización, conforme al justo valor de mercado, sería superior al importe indicado.

El desglose de los activos, pasivos y participaciones no dominantes de Electricaribe registrados en el Balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que fueron dados de baja a 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

	<b>A 31/12/2016</b>
Inmovilizado intangible	6
Inmovilizado material	929
Activos financieros no corrientes	63
Activo por impuesto diferido	157
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>1.155</b>
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	633
Otros activos financieros corrientes	20
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	42
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>695</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>1.850</b>
<b>PARTICIPACIONES NO DOMINANTES</b>	<b>70</b>
Provisiones no corrientes	265
Pasivos financieros no corrientes	85
Pasivo por impuesto diferido	4
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>354</b>
Pasivos financieros corrientes	493
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	450
Otros pasivos corrientes	8
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>951</b>
<b>TOTAL PARTICIPACIONES NO DOMINANTES Y PASIVO</b>	<b>1.375</b>

Por otro lado, la cuenta de pérdidas y ganancias que aportó Electricaribe durante el ejercicio 2016 a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada es la siguiente:

	<b>2016</b>
Importe neto de la cifra de negocio	1.453
Aprovisionamientos	(984)
Otros ingresos de explotación	3
Gastos de personal	(53)
Otros gastos de explotación	(166)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>253</b>
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(40)
Deterioro pérdidas crediticias	(194)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>19</b>
Ingresos financieros	5
Gastos financieros	(65)
Diferencias de cambio	(1)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(61)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>(42)</b>
Impuesto sobre beneficios	(10)
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>(52)</b>
Atribuible a:	
Sociedad dominante	(44)
Participaciones no dominantes	(8)

### Préstamos y partidas a cobrar

La composición a 31 de diciembre de 2017 y 2016 se muestra a continuación:

	<b>A 31.12.17</b>	<b>A 31.12.16</b>
Créditos comerciales	41	56
Financiación del déficit de ingresos sistema gasista	19	357
Fianzas y depósitos	135	138
Deudores ingresos por servicios de capacidad	85	74
Otros créditos	459	550
<b>Préstamos y partidas a cobrar no corrientes</b>	<b>739</b>	<b>1.175</b>
Créditos comerciales	70	62
Financiación del déficit de ingresos sistema eléctrico	91	106
Financiación del déficit de ingresos sistema gasista	145	144
Dividendo a cobrar	2	8
Otros créditos	87	68
<b>Préstamos y partidas a cobrar corrientes</b>	<b>395</b>	<b>388</b>
<b>Total</b>	<b>1.134</b>	<b>1.563</b>

El desglose por vencimientos a diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

<b>Vencimientos</b>	<b>A 31.12.17</b>	<b>A 31.12.16</b>
Antes de 1 año	395	388
Entre 1 año y 5 años	289	500
Más de 5 años	450	675
<b>Total</b>	<b>1.134</b>	<b>1.563</b>

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 los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico 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 gasista” se incluyen los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista acumulados del ejercicio 2017 financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 18/2014, de 17 de octubre (Nota 2.1.1.2) . Este importe será recuperado a través de las liquidaciones del sistema gasista. El importe pendiente de cobro, tras las liquidaciones del ejercicio, genera el derecho a su recuperación 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.

Durante el mes de diciembre de 2017 se ha procedido a la cesión irrevocable sin recurso del déficit del ejercicio 2014, cuyo importe nominal era 315 millones de euros, y de los desajustes temporales de los ejercicios 2015 y 2016 (40 millones de euros) a diversas entidades financieras transmitiéndose todos los riesgos y derechos asociados, por lo que se ha dado de baja la totalidad de los saldos en balance en la fecha de la cesión.

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 18).

En el apartado “Deudores ingresos por servicios de capacidad” se recogen los ingresos pendientes de facturar reconocidos por la linealización en el periodo de vigencia de los contratos de prestación de servicios por la cesión de capacidad de generación eléctrica con la Comisión Federal de Electricidad de México (Nota 3.4.19.d).

En el apartado “Otros créditos”, se incluye básicamente:

- un crédito de 169 millones de euros (192 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) 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, de los cuales 16 millones de euros están clasificados en el activo corriente (15 millones de euros en 2016). Este crédito está garantizado por las acciones de esta compañía y por sus activos, devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021.
- el valor de las concesiones de generación en Costa Rica que se consideran créditos, de acuerdo con la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (Nota 3.4.3.b y Nota 32) por importe de 229 millones de euros (276 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), de los cuales 13 millones de euros están clasificados en el activo corriente (12 millones de euros en 2016). 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.

### **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 17 se recoge el detalle de los instrumentos financieros derivados.

## **Nota 9. Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas**

### **Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2017**

A 31 de diciembre de 2017 los activos no corrientes mantenidos para la venta corresponden a los negocios de distribución y comercialización de gas en Italia, de distribución y comercialización de gas en Colombia, de distribución eléctrica en Moldavia y de generación eléctrica en Kenia.

Dado que Gas Natural Fenosa tiene el compromiso firme de vender dichos activos que están claramente identificados, el proceso está en curso, se considera que su venta es altamente probable y se espera concluirla en el ejercicio 2018, los saldos contables de estos activos y pasivos se han traspasado al epígrafe de “Activos no corrientes mantenidos para la venta” y “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta”, en aplicación de la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas”. Adicionalmente, se ha considerado que se trata de operaciones interrumpidas al ser unos componentes clasificados como mantenido para la venta que representan una línea de negocio o una área geográfica de la explotación significativa y separada del resto, por lo que todos los ingresos y gastos correspondientes a estos negocios de los ejercicios 2017 y 2016 se presentan en el epígrafe “Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos”.

El 13 de octubre de 2017 Gas Natural Fenosa cerró, en acuerdos separados con las compañías 2i Rete Gas y Edison, la venta de sus sociedades de distribución y comercialización de gas en Italia por un importe de 759 millones de euros en su conjunto. Con fecha 1 de febrero, tras la aprobación de las autoridades competencia Italia, se ha completado la venta de las sociedades de distribución de gas. La venta de las sociedades de comercialización de gas espera completarse durante el primer trimestre de 2018, sujeto a la aprobación pertinente de las autoridades de competencia europeas. Se espera que las transacciones generen plusvalías después de impuestos para Gas Natural Fenosa de aproximadamente 190 millones de euros en su conjunto. Desde la fecha del acuerdo estos activos se han considerado como activos no corrientes mantenidos para la venta.

El 17 de noviembre de 2017 Gas Natural Fenosa llegó a un acuerdo vinculante con Brookfield Infraestructure para la venta de su participación del 59,1% en Gas Natural S.A. ESP, empresa colombiana dedicada a la distribución y comercialización minorista de gas, por un importe de 1.678.927 millones de pesos colombianos (468 millones de euros). La transacción se estructuró en dos fases, la primera de las cuales habría de realizarse mediante sucesivas operaciones de venta en la bolsa colombiana en diciembre de 2017, lo cual supondría la pérdida de control sobre Gas Natural S.A. ESP. La participación restante se transmitiría posteriormente en el marco de una oferta pública de adquisición de acciones (OPA), una vez cumplidas ciertas condiciones suspensivas, principalmente la obtención por la sociedad adquirente de determinadas autorizaciones administrativas en Colombia, que se esperan completar en el primer semestre de 2018. Desde la fecha del acuerdo estos activos se han considerado como activos no corrientes mantenidos para la venta.

En los días 20, 21 y 22 de diciembre de 2017 Gas Natural Fenosa ha vendido un 17,2% de participación de Gas Natural S.A. ESP por un importe de 134 millones de euros, que ha pasado del 59,1% al 41,9%. Tras este cambio accionario el 29 de diciembre de 2017 la Asamblea General Extraordinaria de accionistas de Gas Natural S.A. ESP ha aprobado la reestructuración de su Consejo de Administración que ha quedado conformado por cinco miembros, de los cuales dos han sido nombrados por Gas Natural Fenosa, habiendo perdido la mayoría de representación en el mismo.

Debido a la pérdida de la mayoría de los derechos de voto y de los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural S.A. ESP por parte de Gas Natural Fenosa se ha concluido contablemente la existencia de pérdida de control a 31 de diciembre de 2017. El tratamiento contable aplicado a esta transacción se ha basado en lo regulado en la NIIF 10 en relación con la pérdida de control de una dominante en una dependiente, dando de baja en cuentas todos los activos y pasivos de Gas Natural S.A. ESP por su valor en libros, reconociendo el valor razonable de la contraprestación recibida por el 17,2% y la participación restante del 41,9% por su valor razonable, que en este caso es el precio fijado en el acuerdo vinculante de venta firmado con Brookfield Infraestructure. La diferencia resultante se ha reconocido como ganancia en el resultado después de impuestos de 350 millones de euros en el epígrafe de “Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos” y que incluye tanto la plusvalía por la venta de la participación del 17,2% por importe de 106

millones de euros como el impacto de la valoración a valor razonable de la participación restante del 41,9% por importe de 244 millones de euros.

Finalmente, a raíz de la revisión estratégica de sus negocios y posicionamiento en distintos países, Gas Natural Fenosa ha decidido llevar a cabo unos procesos competitivos de venta para sus negocios de distribución eléctrica en Moldavia y generación eléctrica en Kenia. Estos procesos forman parte de los esfuerzos de optimización de la cartera de negocios de Gas Natural Fenosa y de la revisión continua de sus actividades y geografías consideradas como no estratégicas. Para la estimación del valor razonable menos los costes de venta que requiere la NIIF 5 se ha realizado una valoración de Nivel 3 utilizando hipótesis similares a las descritas en la Nota 3.4.5 y tomando en consideración los precios de las ofertas indicativas recibidas hasta la fecha, resultando una desvalorización del valor neto contable de la inversión en Kenia por importe de 24 millones de euros que se incorpora en el Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas neto de impuestos. A 31 de diciembre de 2017 estos activos se han considerado como activos no corrientes mantenidos para la venta.

### **Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2016**

Con fecha 18 de diciembre de 2015 Gas Natural Fenosa, que mantenía una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., firmó un acuerdo con un grupo de accionistas que mantenía una participación del 22,4% en Gasco, S.A., denominado Familia Pérez Cruz, para la división de la sociedad Gasco, S.A. en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural que permanecería bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo (GLP) que pasaría a controlar la Familia Pérez Cruz. Una vez materializada la división, con fecha 6 de julio de 2016 cada una de las partes lanzó una oferta pública de adquisición de acciones (OPA) por el 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. El 8 de agosto de 2016 Gas Natural Fenosa comunicó la venta de las acciones de Gasco S.A. por un total de 160.197 millones de pesos chilenos (220 millones de euros), lo que supuso una plusvalía neta de 4 millones de euros, así como el éxito de la OPA sobre Gas Natural Chile, S.A., adquiriendo un 37,88% de participación adicional por un total de 223.404 millones de pesos chilenos (306 millones de euros). Como consecuencia de lo antes indicado, la participación de control de Gas Natural Fenosa sobre Gas Natural Chile, S.A. pasó a ser del 94,50%.

Adicionalmente, se consideró que se trataba de una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representa una línea de negocio significativa y separada del resto, por lo que todos los ingresos y gastos correspondientes al negocio de GLP del ejercicio 2016 se presentan en el epígrafe "Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos".



El desglose por naturaleza de los activos clasificados como mantenidos para la venta y de los pasivos vinculados, a 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	Total
Inmovilizado intangible	597	-	6	35	-	638
Inmovilizado material	26	-	116	3	43	188
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	-	327	-	-	-	327
Activos financieros no corrientes	2	-	15	1	-	18
Activo por impuesto diferido	25	-	-	6	-	31
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>650</b>	<b>327</b>	<b>137</b>	<b>45</b>	<b>43</b>	<b>1.202</b>
Existencias	1	-	-	31	8	40
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	60	-	51	175	15	301
Otros activos financieros corrientes	1	-	-	2	-	3
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	86	-	49	1	-	136
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>148</b>	<b>-</b>	<b>100</b>	<b>209</b>	<b>23</b>	<b>480</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>798</b>	<b>327</b>	<b>237</b>	<b>254</b>	<b>66</b>	<b>1.682</b>
Subvenciones	-	-	9	-	-	9
Provisiones no corrientes	6	-	-	2	-	8
Pasivos financieros no corrientes	44	-	3	-	-	47
Pasivo por impuesto diferido	20	-	2	-	9	31
Otros pasivos no corrientes	-	-	-	19	-	19
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>70</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>21</b>	<b>9</b>	<b>114</b>
Pasivos financieros corrientes	219	-	3	69	37	328
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	40	-	29	90	4	163
Otros pasivos corrientes	11	-	-	-	5	16
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>270</b>	<b>-</b>	<b>32</b>	<b>159</b>	<b>46</b>	<b>507</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>340</b>	<b>-</b>	<b>46</b>	<b>180</b>	<b>55</b>	<b>621</b>

Los desgloses por naturaleza del epígrafe “Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos” de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, correspondientes 2017 y 2016, son los siguientes:

	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	Total
<b>2017</b>						
Importe neto de la cifra de negocio	85	745	203	140	53	1.226
Aprovisionamientos	(1)	(511)	(162)	(91)	(25)	(790)
Otros ingresos de explotación	36	11	-	4	1	52
Gastos de personal	(12)	(14)	(7)	(6)	(2)	(41)
Otros gastos de explotación	(49)	(89)	(16)	(25)	(8)	(187)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	-	-	-	-	-	-
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>59</b>	<b>142</b>	<b>18</b>	<b>22</b>	<b>19</b>	<b>260</b>
Amortización de inmovilizado	(18)	(13)	(6)	(1)	(8)	(46)
Deterioro pérdidas crediticias	-	(3)	-	(10)	-	(13)
Otros resultados (1)	-	350	-	-	(24)	326
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>41</b>	<b>476</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>(13)</b>	<b>527</b>
Ingresos financieros	1	18	5	-	-	24
Gastos financieros	(3)	(13)	(1)	-	(4)	(21)
Diferencias de cambio	-	-	(1)	-	-	(1)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(2)</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>	<b>2</b>
Resultado por puestas en participación	-	-	-	-	-	-
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>39</b>	<b>481</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>(17)</b>	<b>529</b>
Impuesto sobre beneficios	(9)	(51)	(3)	(4)	(2)	(69)
<b>RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUPTAS</b>	<b>30</b>	<b>430</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>(19)</b>	<b>460</b>
Atribuible:						
Sociedad dominante	30	393	12	7	(14)	428
Participaciones no dominantes	-	37	-	-	(5)	32

(1) En Distribución gas Colombia incluye la plusvalía por la venta de la participación y el impacto de la valoración a valor razonable de la participación restante. En Electricidad Internacional Kenia incluye la desvalorización del importe en libros de la inversión para medirla al valor razonable menos costes de venta.

2016	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	Subtotal datos re-expresados en aplicación NIIF 5 <sup>(1)</sup>	GLP <sup>(2)</sup>	Total
Importe neto de la cifra de negocio	88	779	226	140	43	1.276	391	1.667
Aprovisionamientos	(1)	(531)	(169)	(92)	(16)	(809)	(263)	(1.072)
Otros ingresos de explotación	21	-	3	-	1	25	2	27
Gastos de personal	(11)	(13)	(6)	(7)	(2)	(39)	(26)	(65)
Otros gastos de explotación	(37)	(72)	(12)	(20)	(8)	(149)	(36)	(185)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	2	-	-	-	-	2	-	2
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>62</b>	<b>163</b>	<b>42</b>	<b>21</b>	<b>18</b>	<b>306</b>	<b>68</b>	<b>374</b>
Amortización de inmovilizado	(24)	(13)	(5)	(2)	(8)	(52)	-	(52)
Deterioro pérdidas crediticias	-	(4)	-	(8)	-	(12)	-	(12)
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	4	4
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>38</b>	<b>146</b>	<b>37</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>242</b>	<b>72</b>	<b>314</b>
Ingresos financieros	-	7	-	-	-	7	1	8
Gastos financieros	(3)	(6)	(2)	-	(6)	(17)	(15)	(32)
Diferencias de cambio	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(3)</b>	<b>1</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>(6)</b>	<b>(10)</b>	<b>(15)</b>	<b>(25)</b>
Resultado por puestas en participación	-	-	-	-	-	-	1	1
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>35</b>	<b>147</b>	<b>35</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>232</b>	<b>58</b>	<b>290</b>
Impuesto sobre beneficios	(10)	(60)	(5)	(5)	(3)	(83)	(14)	(97)
<b>RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS</b>	<b>25</b>	<b>87</b>	<b>30</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>149</b>	<b>44</b>	<b>193</b>
Atribuible:								
Sociedad dominante	25	48	30	6	1	110	22	132
Participaciones no dominantes	-	39	-	-	-	39	22	61

<sup>(1)</sup> Nota 3.3.

<sup>(2)</sup> Corresponde al periodo desde 1 de enero 2016 hasta 8 de agosto de 2016 (fecha de venta de las participaciones).

El desglose del Resultado global total de esta actividad en los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

2017	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	GLP	Total
Resultado consolidado del ejercicio	30	430	12	7	(19)	-	460
Otro resultado global reconocido directamente en Patrimonio Neto:							
Diferencias de conversión	-	(13)	(6)	-	(4)	-	(23)
Transferencia a la cuenta de Pérdidas y Ganancias:							
Diferencias de conversión	-	13	-	-	-	-	13
<b>Resultado global total del ejercicio</b>	<b>30</b>	<b>430</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>(23)</b>	<b>-</b>	<b>450</b>

2016	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	GLP <sup>1</sup>	Total
Resultado consolidado del ejercicio	25	87	30	6	1	44	193
Otro resultado global reconocido directamente en Patrimonio Neto:							
Diferencias de conversión	-	3	4	-	2	27	36
Transferencia a la cuenta de Pérdidas y Ganancias:							
Diferencias de conversión	-	-	-	-	-	(6)	(6)
<b>Resultado global total del ejercicio</b>	<b>25</b>	<b>90</b>	<b>34</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>65</b>	<b>223</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde al periodo desde 1 de enero 2016 hasta 8 de agosto de 2016 (fecha de venta de las participaciones).

Los flujos de efectivo de las operaciones interrumpidas incluidas en el Estado de Flujos de Efectivo consolidado son:

2017 Flujos de efectivo de las actividades de:	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	GLP	Total
Explotación	42	88	53	13	8	-	204
Inversión	(28)	(23)	(15)	(3)	(1)	-	(70)
Financiación	-	(75)	(17)	(10)	(7)	-	(109)

2016 Flujos de efectivo de las actividades de:	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	GLP <sup>(1)</sup>	Total
Explotación	37	70	33	5	25	46	216
Inversión	(31)	(28)	(15)	(3)	(7)	(17)	(101)
Financiación	(9)	(52)	3	(1)	(18)	(32)	(109)

<sup>(1)</sup> Corresponde al periodo desde 1 de enero 2016 hasta 8 de agosto de 2016 (fecha de venta de las participaciones).

Las transacciones entre las sociedades que integran los negocios que se han interrumpido con el resto de sociedades del grupo no son significativas. En consecuencia, los flujos de efectivo intragrupo con la línea de negocio interrumpida, no son significativos.

#### Nota 10. Existencias

El desglose de las existencias es el siguiente:

	A 31.12.17	A 31.12.16
Gas natural y gas natural licuado	388	421
Carbón y fuel-oil	62	76
Combustible nuclear	57	65
Derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	68	60
Materiales y otras existencias	145	136
<b>Total</b>	<b>720</b>	<b>758</b>

Gas Natural Fenosa mantiene a 31 de diciembre de 2017 unos compromisos de adquisición de existencias por importe de 36 millones de euros (35 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), de los cuales 35 millones de euros corresponden a combustible nuclear (34 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y 1 millón de euros están ligados al CO<sub>2</sub> (1 millón de euros a 31 de diciembre de 2016).

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

## Nota 11. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe es la siguiente:

	A 31.12.17	A 31.12.16
Cientes	4.910	4.939
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas (Nota 33)	87	85
Provisión por deterioro por pérdidas crediticias de deudores	(650)	(676)
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	4.347	4.348
Administraciones públicas	71	144
Pagos anticipados	81	70
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	38	46
Deudores varios	279	229
Otros deudores	469	489
Activo por impuesto corriente	178	162
<b>Total</b>	<b>4.994</b>	<b>4.999</b>

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 20 días.

El movimiento de la provisión por deterioro por pérdidas crediticias de deudores es el siguiente:

	2017	2016
<b>A 1 de enero</b>	<b>(676)</b>	<b>(890)</b>
Dotación de deterioro por pérdidas crediticias	(155)	(327)
Bajas	123	336
Diferencias de conversión	14	(21)
Trasposos y otros (1)	44	226
<b>A 31 de diciembre</b>	<b>(650)</b>	<b>(676)</b>

(1) En 2016 Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

En 2017 incluye principalmente los trasposos a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" a la fecha en la que se aplica esta clasificación (Nota 9).

## Nota 12. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El Efectivo y otros activos líquidos equivalentes al efectivo incluyen:

	A 31.12.17	A 31.12.16
Tesorería	1.946	985
Otros activos líquidos equivalentes (España y Resto de Europa)	1.192	618
Otros activos líquidos equivalentes (Internacional)	87	464
<b>Total</b>	<b>3.225</b>	<b>2.067</b>

Las inversiones en "Otros activos líquidos equivalentes" vencen en un plazo inferior a 3 meses y devengan un tipo de interés efectivo ponderado de 1,6% a 31 de diciembre de 2017 (0,4% a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen colocaciones en deuda soberana ni existen restricciones por importe significativo a la disposición de efectivo.

### Nota 13. Patrimonio

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

#### Capital social y Prima de emisión

Las variaciones durante los ejercicios 2017 y 2016 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
<b>A 1 de enero de 2016</b>	<b>1.000.689.341</b>	<b>1.001</b>	<b>3.808</b>	<b>4.809</b>
Variaciones	-	-	-	-
<b>A 31 de diciembre de 2016</b>	<b>1.000.689.341</b>	<b>1.001</b>	<b>3.808</b>	<b>4.809</b>
Variaciones	-	-	-	-
<b>A 31 de diciembre de 2017</b>	<b>1.000.689.341</b>	<b>1.001</b>	<b>3.808</b>	<b>4.809</b>

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

El Consejo de Administración de la Sociedad, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, y durante un plazo máximo de cinco años a partir del 20 de abril de 2017, está facultado para aumentar el capital social en la cantidad de 500.344.670 euros, 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 hasta el límite del 20% del capital social en el momento de la presente autorización, 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.

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.

Las participaciones más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2017, de acuerdo a la información pública disponible o a la comunicación realizada a la propia Sociedad, son las siguientes:

	Participación en el capital social %	
	2017	2016
- Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, “la Caixa” <sup>(1)</sup>	24,4	24,4
- Repsol, S.A.	20,1	20,1
- Global Infrastructure Partners III <sup>(2)</sup>	20,0	20,0
- Sonatrach	4,0	4,0

(1) A través de Critería Caixa S.A.U.

(2) Global Infrastructure Partners III, cuyo gestor de inversión es Global Infrastructure Management LLC, ostenta indirectamente su participación a través de GIP III Canary 1, S.à.r.l.

El 21 de septiembre de 2016 los accionistas de Gas Natural Fenosa, Critería Caixa, S.A.U. (la Caixa) y Repsol, S.A. (Repsol) comunicaron la venta a GIP III Canary 1, S.à.r.l. (GIP) de las acciones representativas del 20% (10% en el caso de Critería y 10% en el caso de Repsol) del capital de Gas Natural SDG, S.A., conforme lo establecido en el contrato de compraventa suscrito el 12 de septiembre de 2016. Como consecuencia de dicha venta, se ha finalizado el Acuerdo entre “la Caixa” y Repsol sobre Gas Natural de 11 de enero de 2000, modificado posteriormente el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003 y se ha modificado la composición del Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa y de sus Comisiones y se ha previsto en el Reglamento de su Consejo de Administración una mayoría de dos tercios de los consejeros para la aprobación de ciertas materias reservadas.

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 2017 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 19,25 euros (17,91 euros a 31 de diciembre de 2016).

## Reservas

El epígrafe de Reservas incluye las siguientes reservas:

	2017	2016
Reserva legal	200	200
Reserva estatutaria	100	100
Reserva de revalorización Real Decreto-Ley 7/96	-	225
Reserva de fondo de comercio	191	496
Reserva voluntaria	7.200	6.603
Otras reservas	2.213	1.925
	<b>9.904</b>	<b>9.549</b>

La Junta general ordinaria de accionistas de 20 de abril de 2017 de Gas Natural SDG, S.A. acordó el traspaso a la cuenta de Reservas voluntarias la cantidad de 305 millones de euros proveniente de la cuenta de reserva de fondo de comercio y de la cantidad de 225 millones de euros proveniente de la cuenta de reserva de revalorización Real Decreto-Ley 7/96.

### 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

La Ley 22/2015, de Auditoría de Cuentas eliminó la obligación de dotar anualmente la reserva indisponible por lo menos por una cifra que represente el 5% del importe del fondos de comercio que aparezca en el activo del Balance de situación, estableciendo que en los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2016, la reserva por fondo de comercio se reclasificará a reservas voluntarias de la sociedad y será disponible en el importe que supere el fondo de comercio contabilizado en el activo del Balance de la sociedad dominante.

## Acciones propias

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2017 y 2016 con acciones propias de Gas Natural SDG, S.A. han sido los siguientes:

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
<b>A 1 de enero de 2016</b>	-	-	-
Adquisiciones	3.049.189	53	0,3%
Enajenaciones	(2.298.644)	(40)	(0,2%)
<b>A 31 de diciembre de 2016</b>	<b>750.545</b>	<b>13</b>	<b>0,1%</b>
Adquisiciones	7.623.586	147	0,8%
Entrega empleados	(336.625)	(7)	-
Enajenaciones	(8.037.506)	(153)	(0,8%)
<b>A 31 de diciembre de 2017</b>	-	-	-

La Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2015 autorizó 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 social 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 ejercicio 2017 los resultados obtenidos en las transacciones con acciones propias por Gas Natural Fenosa ascienden a un beneficio de 0,5 millones de euros, que se registraron en el epígrafe "Otras reservas" (un beneficio de 0,4 millones de euros en el ejercicio 2016).

Por otro lado, los movimientos habidos durante los ejercicios 2017 y 2016 con acciones propias de Compañía General de Electricidad, S.A. y en CGE Gas Natural, S.A. han sido los siguientes:

	Número de acciones		Importe en millones de euros
	Compañía General de Electricidad, S.A.	CGE Gas Natural, S.A.	
<b>A 1 de enero de 2016</b>	-	-	-
Adquisiciones	8.695.395	8.695.395	8
Enajenaciones y otros	-	-	-
<b>A 31 de diciembre de 2016</b>	<b>8.695.395</b>	<b>8.695.395</b>	<b>8</b>
Adquisiciones	6.466.178	5.373.555	9
Enajenaciones y otros	(8.695.395)	(8.695.395)	(8)
<b>A 31 de diciembre de 2017</b>	<b>6.466.178</b>	<b>5.373.555</b>	<b>9</b>

Las acciones registradas en 2016 fueron adquiridas tras la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad, S.A. en Gas Natural Fenosa Chile, S.A. como consecuencia de la cual los accionistas de ambas sociedades dispusieron de un derecho de retiro, por el cual vendieron sus acciones a la sociedad. Este derecho fue ejercido por 44 accionistas titulares de 8.695.395 acciones de Compañía General de Electricidad, S.A., que posteriormente se escindió en dos sociedades (Compañía General de Electricidad, S.A. y CGE Gas Natural, S.A.). Una vez transcurrido un año estas acciones han sido amortizadas.

Las acciones registradas en 2017 fueron adquiridas a accionistas que dispusieron de su derecho de retiro tras las fusiones por incorporación de Transnet, S.A., Emel Norte, S.A. y Emelat Inversiones, S.A. en Compañía General de Electricidad en fecha 8 de febrero de 2017 y 27 de julio de 2017 y tras la fusión por incorporación de Gas Natural Chile, S.A. en CGE Gas Natural, S.A. el 31 de mayo de 2017.

Las acciones en autocartera adquiridas como consecuencia del derecho de retiro deben ser enajenadas en el mercado de valores en un plazo máximo de un año, al final del cual, deben ser amortizadas si no se han vendido.

## 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 31.12.17	A 31.12.16
Beneficio atribuible a accionistas de la Sociedad dominante	1.360	1.347
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.000.478.210	1.000.468.342
Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	0,93	1,22
- Diluidas	0,93	1,22
Ganancias por acción de las actividades interrumpidas (en euros):		
- Básicas	0,43	0,13
- Diluidas	0,43	0,13

El número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo de las ganancias por acción de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

	2017	2016
Número medio ponderado de acciones ordinarias	1.000.689.341	1.000.689.341
Número medio ponderado de acciones propias	(211.131)	(220.999)
Número medio ponderado de acciones en circulación	1.000.478.210	1.000.468.342

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 2017 y 2016:

	31.12.17			31.12.16		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	100%	1,00	1.001	133%	1,330	1.331
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
<b>Dividendos totales pagados</b>	<b>100%</b>	<b>1,00</b>	<b>1.001</b>	<b>133%</b>	<b>1,330</b>	<b>1.331</b>
a) Dividendos con cargo a resultados	100%	1,00	1.001	133%	1,330	1.331
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 2017 asciende a 283 millones de euros (195 millones de euros en 2016). Ver el apartado "Participaciones no dominantes" de esta Nota, con lo que los pagos por dividendos han ascendido a 1.284 millones de euros (1.526 millones de euros en 2016).

### Ejercicio 2017

La Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017 aprobó un dividendo complementario de 0,670 euros por acción, por un importe total de 671 millones de euros y pagado el 27 de junio de 2017.

Asimismo, el Consejo de Administración aprobó el 25 de julio de 2017 el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción, por un importe total de 330 millones de euros y pagado el pasado 27 de septiembre de 2017.

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 25 de julio de 2017 es el siguiente:

Resultado después de impuestos	449
Reservas a dotar	-
Cantidad máxima distribuible	449
Previsión de pago del dividendo a cuenta	330
Liquidez de tesorería	302
Emisión de deuda y líneas de crédito no dispuestas	6.940
Liquidez total	7.242

Con fecha 6 de febrero de 2018, 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 2017, que es la siguiente:

<b>Base de reparto</b>	
Pérdidas y ganancias	1.023
<b>Distribución</b>	
A Reserva voluntaria	22
A Dividendo	1.001

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 0,67 euros por cada acción con derecho a percibirlo y que se encuentre en circulación en la fecha propuesta de pago, el 27 de junio de 2018.

Los derechos económicos inherentes a las acciones propias, excepción hecha del derecho a la asignación gratuita de nuevas acciones, serán atribuidos proporcionalmente al resto de las acciones.

#### Ejercicio 2016

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

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

El Consejo de Administración aprobó el 22 de julio de 2016 el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción, por un importe total de 330 millones de euros y pagado el 27 de septiembre de 2016.

#### **Ajustes por cambio de valor**

A continuación se detalla el movimiento de Ajustes por cambio de valor:

	Activos financieros disponibles para la venta	Operaciones de cobertura	Inversiones registradas por el método de la participación	Efecto fiscal	Total reservas por revaluación de activos y pasivos	Diferencias de conversión	Total
<b>1.1.2016</b>	<b>5</b>	<b>(144)</b>	<b>(15)</b>	<b>39</b>	<b>(115)</b>	<b>(498)</b>	<b>(613)</b>
Variación de valor	4	111	2	(32)	85	283	368
Imputación a resultados	-	106	9	(30)	85	32	117
Otros	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
<b>31.12.2016</b>	<b>9</b>	<b>72</b>	<b>(4)</b>	<b>(23)</b>	<b>54</b>	<b>(183)</b>	<b>(129)</b>
Variación de valor	(54)	(113)	(4)	13	(158)	(729)	(887)
Imputación a resultados	-	(1)	3	1	3	13	16
Otros	-	-	-	-	-	-	-
<b>31.12.2017</b>	<b>(45)</b>	<b>(42)</b>	<b>(5)</b>	<b>(9)</b>	<b>(101)</b>	<b>(899)</b>	<b>(1.000)</b>

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

	<b>Participaciones no dominantes</b>
<b>Saldo a 1.1.16</b>	<b>4.151</b>
Resultado global total del ejercicio	470
Distribución de dividendos	(214)
Venta de Gasco, S.A.	(196)
Compra 37,88% Gas Natural Chile, S.A.	(314)
Pagos por remuneraciones otros instrumentos de patrimonio	(58)
Pérdida de control de Electricaribe (Nota 8)	(70)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	8
Otras variaciones	3
<b>Saldo a 31.12.16</b>	<b>3.780</b>
Resultado global total del ejercicio	162
Distribución de dividendos	(233)
Venta de Gas Natural, S.A. ESP (Nota 9)	(73)
Pagos por remuneraciones otros instrumentos de patrimonio	(58)
Otras variaciones	(7)
<b>Saldo a 31.12.17</b>	<b>3.571</b>

En agosto de 2017, se acordó la venta del 20% del negocio de Distribución de gas España a un consorcio de inversores en infraestructuras a largo plazo formado por Allianz Capital Partners (ACP) y Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB) por 1.500 millones de euros. Se espera que la operación se complete durante el ejercicio 2018, una vez se obtengan las correspondientes autorizaciones. Adicionalmente se trata de una transmisión sin pérdida de control ya que Gas Natural Fenosa mantendrá el control y, por tanto, continuará integrándose por integración global.

Los movimientos más significativos correspondientes al ejercicio 2017 corresponden a:

- Baja de participaciones no dominantes correspondientes a Gas Natural S.A. ESP como consecuencia de la venta del 17,2% y pérdida de control a 31 de diciembre de 2017 (Nota 9).
- Otras variaciones:

Como consecuencia de la amortización de las acciones propias de Chile se ha producido una baja en el epígrafe de participaciones no dominantes de 8 millones de euros.

Los movimientos más significativos correspondientes al ejercicio 2016 corresponden a:

- El 8 de agosto de 2016 se hizo efectiva la venta del negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile a través de la venta de la participación en Gasco, S.A. (220 millones de euros), lo que supuso una plusvalía neta de 4 millones de euros y una reducción del epígrafe de “Participaciones no dominantes” por importe de 196 millones de euros (Nota 9).
- Por otro lado, en la misma fecha, tras el éxito de la OPA sobre Gas Natural Chile, S.A. se produjo la adquisición de un 37,88% adicional de su capital por 306 millones de euros. 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 314 millones de euros y un incremento del epígrafe de “Reservas” por un importe de 8 millones de euros.
- Otras variaciones:

En el mes de diciembre de 2016 se adquirió un 6,9% adicional de Gas Galicia, S.A. por un importe de 6 millones de euros, alcanzando un porcentaje de participación de control del 68,5%. Al tratarse de una adquisición de participaciones no dominantes se ha registrado 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 3 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2016 también se incluían la adquisición de otras participaciones adicionales de diversas filiales por importe de 6 millones de euros.

#### Obligaciones perpetuas subordinadas

Gas Natural Fenosa Finance, B.V, realizó en ejercicios anteriores, las siguientes emisiones de obligaciones subordinadas perpetuas por un importe agregado de 1.500 millones de euros:

<b>Emisión</b>	<b>Nominal</b>	<b>Opción de amortización anticipada</b>	<b>Cupón</b>
Noviembre 2014	1.000	2022	4.125%
Abril 2015	500	2024	3.375%

Los intereses devengados por estas obligaciones no son exigibles, sino que son acumulativos, si bien Gas Natural Fenosa debe 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 en la fecha de opción de amortización anticipada y posteriormente, en cada fecha de pago del interés.

Gas Natural Fenosa reconoció el efectivo recibido en el epígrafe “Participaciones no dominantes” incluido dentro del patrimonio neto del Balance de situación consolidado, por considerar que las emisiones no cumplían 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.

Los intereses devengados en 2017 y 2016 ascienden a 58 millones de euros y se han registrado en el epígrafe “Participaciones no dominantes” de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de 2017 y 2016.

#### Acciones preferentes

Unión Fenosa Preferentes, S.A.U. realizó en el ejercicio 2005 una emisión de acciones preferentes por importe nominal de 750 millones de euros, de los que en el ejercicio 2015 se recompraron en efectivo 640 millones de euros, quedando en circulación el resto.

Los dividendos son variables y no acumulativos: devengando un interés de Euribor a tres meses más un diferencial del 1,65%. El dividendo se paga por trimestres naturales vencidos, condicionado a la existencia de beneficio distribuible 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) y al pago de dividendo por parte de Gas Natural SDG, S.A. Asimismo, Unión Fenosa Preferentes, S.A.U. tiene opción, pero no obligación, de abonar a los titulares de las acciones preferentes una remuneración en especie mediante el incremento del valor nominal de las mismas.

Las acciones son perpetuas, con opción para el emisor de amortizarlas a su valor nominal.

Gas Natural Fenosa reconoció el efectivo recibido en el epígrafe “Participaciones no dominantes” incluido dentro del patrimonio neto del Balance de situación consolidado, por considerar que la emisión no cumplían las condiciones establecidas para su consideración como pasivo financiero, dado que Unión Fenosa Preferentes, S.A.U. 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 Unión Fenosa Preferentes, S.A.U.

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

Sociedad	2017			2016		
	Patrimonio neto atribuido	Resultado consolidado del ejercicio	Dividendos y otras remuneraciones	Patrimonio neto atribuido	Resultado consolidado del ejercicio	Dividendos y otras remuneraciones
Metrogas, S.A.	596	27	15	605	46	13
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	176	41	25	205	35	12
Global Power Generation, S.A	84	(3)	14	114	(2)	19
Fuerza y Energía de Tuxpan S.A. de C.V.	101	9	-	115	10	-
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	89	8	-	101	11	-
Ecoeléctrica L.P.	102	17	-	83	14	14
Kangra Coal (Proprietary), Ltd	59	(2)	-	75	(6)	-
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	54	56	56	63	40	42
Gas Natural Mexico, S.A. de C.V.	61	7	1	61	7	3
Gas Natural, S.A. ESP	-	25	35	49	29	28
Ceg Río, S.A.	43	10	4	46	6	3
Aprovisionadora global de energía, S.A. <sup>(1)</sup>	45	15	40	39	65	32
Otras sociedades	549	67	42	612	50	47
<b>Subtotal</b>	<b>1.959</b>	<b>277</b>	<b>232</b>	<b>2.168</b>	<b>305</b>	<b>213</b>
Acciones preferentes	110	2	1	110	1	1
Obligaciones perpetuas subordinadas	1.502	58	58	1.502	58	58
<b>Otros instrumentos de patrimonio</b>	<b>1.612</b>	<b>60</b>	<b>59</b>	<b>1.612</b>	<b>59</b>	<b>59</b>
<b>Total</b>	<b>3.571</b>	<b>337</b>	<b>291</b>	<b>3.780</b>	<b>364</b>	<b>272</b>

(1) En los resultados de 2016 se incluye el impacto en participaciones no dominantes por la plusvalía fruto de la venta de GNL Quintero S.A. (Nota 7) por importe de 39 millones de euros.

El importe de dividendos pagados a participaciones no dominantes en el ejercicio 2016 asciende a 283 millones de euros (195 millones de euros en 2016).

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

Sociedad	31 de diciembre 2017			31 de diciembre 2016		
	Activos totales	Pasivo no corriente	Pasivo corriente	Activos totales	Pasivo no corriente	Pasivo corriente
Metrogas, S.A.	2.138	(726)	(75)	2.216	(759)	(88)
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	853	(239)	(217)	909	(205)	(239)
Global Power Generation, S.A.	420	(4)	(80)	542	(5)	(86)
Fuerza y Energía de Tuxpan S.A. de C.V.	987	(117)	(43)	1.151	(174)	(33)
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	921	(321)	(294)	920	(218)	(350)
Ecoeléctrica L.P.	368	(3)	(7)	409	(32)	(33)
Kangra Coal (Proprietary), Ltd	295	(81)	(5)	377	(101)	(8)
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	256	(1)	(17)	292	(1)	(15)
Gas Natural Mexico, S.A. de CV	819	(202)	(211)	809	(314)	(90)
Gas Natural, S.A. ESP	-	-	-	334	(68)	(145)
Ceg Río, S.A.	271	(96)	(64)	277	(85)	(74)
Aprovisionadora global de energía, S.A.	151	(32)	(18)	181	(18)	(72)

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 14. Ingresos diferidos

El detalle y los movimientos producidos en este epígrafe durante los ejercicios 2017 y 2016 han sido los siguientes:

	Subvenciones de capital	Ingresos por acometidas	Otros	Total
<b>A 1.1.16</b>	<b>168</b>	<b>588</b>	<b>97</b>	<b>853</b>
Importe recibido	6	38	5	49
Aplicaciones a resultados	(9)	(25)	(9)	(43)
Diferencias de conversión	1	(1)	(2)	(2)
Trasposos y otros	(10)	(2)	(3)	(15)
<b>A 31.12.16</b>	<b>156</b>	<b>598</b>	<b>88</b>	<b>842</b>
Importe recibido	4	48	2	54
Aplicaciones a resultados	(10)	(25)	(7)	(42)
Diferencias de conversión	(2)	(3)	(2)	(7)
Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9)	(10)	-	-	(10)
Trasposos y otros	(17)	-	22	5
<b>A 31.12.17</b>	<b>121</b>	<b>618</b>	<b>103</b>	<b>842</b>

En este epígrafe se incluyen básicamente:

- Las subvenciones de capital recibidas, correspondientes principalmente a los Convenios con Comunidades Autónomas u otras entidades 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 (acometidas), 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.
- El apartado "Otros" incluye principalmente los ingresos recibidos por desplazamiento de red a cargo de terceros.

#### Nota 15. Provisiones

El detalle de las provisiones a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es:

	A 31.12.17	A 31.12.16
Provisiones por obligaciones con el personal	465	489
Otras provisiones	664	759
<b>Provisiones no corrientes</b>	<b>1.129</b>	<b>1.248</b>
<b>Provisiones corrientes</b>	<b>183</b>	<b>158</b>
<b>Total</b>	<b>1.312</b>	<b>1.406</b>

## **Provisiones por obligaciones con el personal**

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

	2017			2016		
	Pensiones y otras obligaciones similares	Otras obligaciones con el personal	Total	Pensiones y otras obligaciones similares	Otras obligaciones con el personal	Total
<b>A 1 de Enero</b>	<b>479</b>	<b>10</b>	<b>489</b>	<b>650</b>	<b>9</b>	<b>659</b>
Dotaciones con cargo a resultados	23	9	32	42	10	52
Pagos en el ejercicio	(29)	-	(29)	(44)	-	(44)
Diferencias de conversión	(10)	-	(10)	25	-	25
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	(5)	-	(5)	51	-	51
Trasposos y otras aplicaciones (1)	(3)	(9)	(12)	(245)	(9)	(254)
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>455</b>	<b>10</b>	<b>465</b>	<b>479</b>	<b>10</b>	<b>489</b>

(1) En 2017 incluye principalmente los trasposos a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" a la fecha en la que se aplica esta clasificación (Nota 9). En 2016 incluía principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

## **Pensiones y otras obligaciones similares**

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

<b>Desglose por país</b>	<b>A 31.12.17</b>	<b>A 31.12.16</b>	<b>A 1.1.16</b>
España (1)	342	368	362
Colombia (2)	-	-	196
Brasil (3)	50	40	25
Chile (4)	50	54	48
México (5)	11	11	14
Resto	2	6	5
<b>Total</b>	<b>455</b>	<b>479</b>	<b>650</b>

### *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 2017 y 31 de diciembre de 2016, 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*

En 2016 existían 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 2017 y a 31 de diciembre de 2016, 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 2017 y a 31 de diciembre de 2016 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.

## *5) Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en México*

A 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, Gas Natural Fenosa tiene en vigor las siguientes prestaciones para determinados empleados en México:

- Prima de antigüedad pagadera tras 15 años de servicio
- Indemnización por cese de la relación laboral para empleados, sin el requisito de servicio, pagadero en caso fallecimiento durante el trabajo, discapacidad y despido.
- Indemnización por cese de la relación laboral equivalente a 3 meses de sueldo más 20 días de salario por año de servicio.
- Compensación adicional solo en caso de retiro equivalente a un 1% del salario base por 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:

	2017				2016				
	España	Brasil	Chile	México	España	Colombia	Brasil	Chile	México
<b>Valor actual de las obligaciones</b>									
<b>A 1 de Enero</b>	<b>1.203</b>	<b>146</b>	<b>54</b>	<b>12</b>	<b>1.173</b>	<b>196</b>	<b>96</b>	<b>48</b>	<b>14</b>
Coste del servicio del ejercicio	6	-	2	1	5	-	-	4	-
Coste de intereses	15	15	3	1	23	17	15	3	1
Variaciones reconocidas en patrimonio	(47)	19	(1)	(1)	77	35	22	-	-
Beneficios pagados	(74)	(11)	(6)	-	(75)	(22)	(11)	(5)	-
Diferencias de conversión	-	(20)	(3)	(1)	-	17	24	4	(3)
Trasposos y otros (1)	-	-	1	-	-	(243)	-	-	-
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>1.103</b>	<b>149</b>	<b>50</b>	<b>12</b>	<b>1.203</b>	<b>-</b>	<b>146</b>	<b>54</b>	<b>12</b>
<b>Valor razonable activos del plan</b>									
<b>A 1 de Enero</b>	<b>835</b>	<b>106</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>811</b>	<b>-</b>	<b>71</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Rendimiento esperado	9	11	-	-	15	-	12	-	-
Aportaciones	7	3	-	-	(2)	-	4	-	-
Variaciones reconocidas en patrimonio	(29)	4	-	-	71	-	13	-	-
Prestaciones pagadas	(61)	(11)	-	-	(60)	-	(11)	-	-
Diferencias de conversión	-	(14)	-	-	-	-	17	-	-
Trasposos y otros	-	-	-	-	-	-	-	-	1
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>761</b>	<b>99</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>835</b>	<b>-</b>	<b>106</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>Provisiones para pensiones y obligaciones similares</b>	<b>342</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>11</b>	<b>368</b>	<b>-</b>	<b>40</b>	<b>54</b>	<b>11</b>

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

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

	2017				2016				
	España	Brasil	Chile	México	España	Colombia	Brasil	Chile	México
Coste de servicio del ejercicio	6	-	2	1	5	-	-	4	-
Coste por servicios pasados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste de intereses	15	15	3	1	23	17	15	3	1
Rendimiento esperado de los activos del plan	(9)	(11)	-	-	(15)	-	(12)	-	-
<b>Cargo total en Cuenta de pérdidas y ganancias</b>	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>1</b>

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

	2017				2016				
	España	Brasil	Chile	México	España	Colombia	Brasil	Chile	México
De 1 a 5 años	2	-	-	-	5	-	-	-	-
De 5 a 10 años	22	2	28	3	37	-	2	29	2
Más de 10 años	318	48	22	8	326	-	38	25	9
<b>Provisiones para pensiones y obligaciones similares</b>	<b>342</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>11</b>	<b>368</b>	<b>-</b>	<b>40</b>	<b>54</b>	<b>11</b>

La duración media ponderada de las obligaciones por prestaciones definidas es la siguiente:

Años	2017				2016				
	España	Brasil	Chile	México	España	Colombia	Brasil	Chile	México
Duración media ponderada compromisos por pensiones	11,66	10,10	10,10	17,76	11,33	-	9,84	10,26	19,45



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

	2017				2016				
	España	Brasil	Chile	México	España	Colombia	Brasil	Chile	México
<b>A 1 de Enero</b>	<b>368</b>	<b>40</b>	<b>54</b>	<b>11</b>	<b>362</b>	<b>196</b>	<b>25</b>	<b>48</b>	<b>14</b>
Dotación a pérdidas y ganancias	11	4	5	2	13	17	3	7	1
Contribuciones pagadas	(19)	(3)	(6)	-	(13)	(22)	(4)	(5)	-
Variaciones reconocidas en patrimonio	(18)	15	(1)	-	6	35	9	-	-
Traspasos	-	-	1	(1)	-	(243)	-	-	(1)
Diferencias de conversión	-	(6)	(3)	(1)	-	17	7	4	(3)
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combinación de negocios	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>342</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>11</b>	<b>368</b>	<b>-</b>	<b>40</b>	<b>54</b>	<b>11</b>

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales reconocidas directamente en patrimonio es negativo en 102 millones de euros para el ejercicio 2017 (España: 37 millones de euros en negativo, Brasil: 57 millones de euros en negativo, Chile: 4 millones de euros en negativo y México: 4 millones de euros en negativo). En 2016 el importe acumulado era negativo en 107 millones de euros (España: 55 millones de euros en negativo, Brasil: 42 millones de euros en negativo, Chile: 5 millones de euros en negativo y México: 5 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:

	2017				2016				
	España	Brasil	Chile	México	España	Colombia	Brasil	Chile	México
Hipótesis financieras	(23)	21	(2)	(1)	39	21	3	-	-
Hipótesis demográficas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Experiencia	5	1	1	-	(33)	14	6	-	-
Limitación de activos	-	(7)	-	-	-	-	-	-	-
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>(18)</b>	<b>15</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>6</b>	<b>35</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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

% sobre total	2017				2016				
	España	Brasil	Chile	México	España	Colombia	Brasil	Chile	México
Títulos	-	14%	-	-	-	-	16%	-	-
Bonos	100%	79%	-	100%	100%	-	76%	-	100%
Inmuebles y otros activos	-	7%	-	-	-	-	8%	-	-

El rendimiento real sobre los activos del plan durante el ejercicio 2017, correspondiente a España y Brasil, ha sido de 21 millones de euros (27 millones de euros en 2016).

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

	A 31.12.17				A 31.12.16				
	España	Brasil	Chile	México	España	Colombia	Brasil	Chile	México
Tipo de descuento (1)	0,0 a 2,25%	10,7%	1,9%	7,25%	0,0 a 1,8%	7,5%	11,9%	1,7%	7,0%
Rendimiento esperado activos plan (1)	0,0 a 2,25%	10,7%	-	7,25%	0,0 a 1,8%	-	11,9%	-	7,0%
Incrementos futuros en salario (1)	2,0%	7,7%	2,0%	5,5%	2,0%	4,5%	6,6%	2,0%	5,5%
Incrementos futuros en pensión (1)	2,0%	5,5%	NA	3,4%	2,0%	3,5%	5,5%	NA	3,4%
Tipo de inflación (1)	2,0%	5,5%	2,7%	4,0%	2,0%	3,5%	5,5%	3,0%	4,0%
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	AT-2000	RV-2010	EMSSA 2009	PERMF 2000	RV08	AT-2000	RV-2009	EMSSA 2009
Esperanza de vida:									
Hombre									
Jubilado en el ejercicio actual	22,9	20,45	18,36	22,56	22,5	18,45	20,45	19,58	22,56
Jubilado dentro de 20 años	42,7	37,94	35,57	39,53	42,5	36,69	37,94	20,47	39,53
Mujer									
Jubilado en ejercicio actual	27,4	23,02	23,24	25,04	27,0	22,18	23,02	29,07	25,04
Jubilado dentro de 20 años	48,6	41,44	41,89	44,81	48,4	40,39	41,44	29,75	44,81

(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 2018, en millones de euros son:

	Prestaciones				Contribuciones			
	España	Brasil	Chile	México	España	Brasil	Chile	México
Post-empleo	58	8	-	-	11	1	2	-
Post-empleo medicas	-	-	-	-	3	2	-	-
Largo plazo	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>58</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>-</b>

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	111	(132)	19
Valor razonable activos del plan	(11)	(67)	-
<b>Provisión para pensiones</b>	<b>100</b>	<b>(65)</b>	<b>19</b>
Coste de servicio del ejercicio	2	(2)	-
Coste de intereses	3	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 2017 se incluye una provisión correspondiente a los programas de retribución 2015-2017, 2016-2018 y 2017-2019 por importe de 19 millones de euros (19 millones de euros a 31 de

diciembre de 2016), de los cuales 9 millones de euros se encuentran clasificados como no corrientes en 2017 (9 millones de euros en 2016).

### **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	Total		
<b>A 1.1.16</b>	<b>428</b>	<b>401</b>	<b>829</b>	<b>193</b>	<b>1.022</b>
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados:					
– Dotaciones por actualización financiera	10	1	11	-	11
– Dotaciones con cargo a otros resultados	-	15	15	56	71
– Reversiones	-	(24)	(24)	(1)	(25)
Dotaciones / reversiones con cargo a inmovilizado	(1)	-	(1)	-	(1)
Pagos	(4)	(30)	(34)	(112)	(146)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	-	-
Diferencias de conversión	4	3	7	2	9
Traspasos y otros (1)	(23)	(21)	(44)	20	(24)
<b>A 31.12.16</b>	<b>414</b>	<b>345</b>	<b>759</b>	<b>158</b>	<b>917</b>
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados:					
– Dotaciones por actualización financiera	6	2	8	-	8
– Dotaciones con cargo a otros resultados	-	16	16	125	141
– Reversiones	(6)	(10)	(16)	-	(16)
Dotaciones / reversiones con cargo a inmovilizado	5	-	5	-	5
Pagos	(3)	(2)	(5)	(88)	(93)
Diferencias de conversión	(1)	(7)	(8)	(13)	(21)
Traspasos y otros (2)	(7)	(88)	(95)	1	(94)
<b>A 31.12.17</b>	<b>408</b>	<b>256</b>	<b>664</b>	<b>183</b>	<b>847</b>

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

(2) Incluye principalmente el traspaso a “Activos no corrientes mantenidos para la venta” a la fecha en la que se aplica esta clasificación (Nota 9), así como la aplicación por 93 millones de euros de la provisión de Actas por la deducción de actividades exportadoras 2003-2005, como consecuencia de la sentencia desestimatoria del Tribunal Supremo (Nota 21), por la compensación realizada con saldos a devolver por parte de la Hacienda Pública.

En el epígrafe de “Provisiones 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” se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales (Nota 21), litigios y arbitrajes, seguros y otras responsabilidades. En la Nota 35 “Compromisos y pasivos contingentes” se incluye información adicional sobre los pasivos contingentes.

En el epígrafe de “Provisiones corrientes” se incluye, principalmente, la estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> del ejercicio por importe de 66 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (56 millones de euros en 2016).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 398 millones de euros entre uno y cinco años (306 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), 98 millones de euros entre cinco y diez años (86 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y 351 millones de euros a más de diez años (367 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

## Nota 16. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

	A 31.12.17	A 31.12.16
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	10.726	10.098
Deuda financiera con entidades de crédito	5.140	4.837
Instrumentos financieros derivados	48	62
Otros pasivos financieros	2	6
<b>Deuda financiera no corriente</b>	<b>15.916</b>	<b>15.003</b>
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	1.488	1.563
Deuda financiera con entidades de crédito	988	856
Instrumentos financieros derivados	1	18
Otros pasivos financieros	66	162
<b>Deuda financiera corriente</b>	<b>2.543</b>	<b>2.599</b>
<b>Total</b>	<b>18.459</b>	<b>17.602</b>

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, es la siguiente:

	31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
<b>Pasivos financieros</b>								
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura	-	49	-	49	-	80	-	80
<b>Total</b>	-	49	-	49	-	80	-	80

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 31.12.17	A 31.12.16	A 31.12.17	A 31.12.16
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	10.726	10.098	11.776	11.389
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	5.142	4.843	5.176	4.874

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 2017 y a 31 de diciembre de 2016 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).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera por instrumento a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 y siguientes	Total
<b>A 31 de diciembre de 2017:</b>							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	1.426	1.234	1.137	1.436	768	6.150	12.151
Variable	63	-	-	-	-	-	63
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	185	150	170	170	137	1.272	2.084
Variable	80	76	76	78	57	28	395
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	64	163	350	114	185	3	879
Variable	725	517	944	231	470	-	2.887
<b>Total fija</b>	<b>1.675</b>	<b>1.547</b>	<b>1.657</b>	<b>1.720</b>	<b>1.090</b>	<b>7.425</b>	<b>15.114</b>
<b>Total variable</b>	<b>868</b>	<b>593</b>	<b>1.020</b>	<b>309</b>	<b>527</b>	<b>28</b>	<b>3.345</b>
<b>Total</b>	<b>2.543</b>	<b>2.140</b>	<b>2.677</b>	<b>2.029</b>	<b>1.617</b>	<b>7.453</b>	<b>18.459</b>

	2017	2018	2019	2020	2021	2022 y siguientes	Total
<b>A 31 de diciembre de 2016:</b>							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	1.429	1.568	1.241	1.659	1.553	3.992	11.442
Variable	133	23	63	-	-	-	219
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	229	163	127	127	84	93	823
Variable	138	108	82	78	121	624	1.151
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	134	30	484	146	125	5	924
Variable	536	791	881	385	390	60	3.043
<b>Total fija</b>	<b>1.792</b>	<b>1.761</b>	<b>1.852</b>	<b>1.932</b>	<b>1.762</b>	<b>4.090</b>	<b>13.189</b>
<b>Total variable</b>	<b>807</b>	<b>922</b>	<b>1.026</b>	<b>463</b>	<b>511</b>	<b>684</b>	<b>4.413</b>
<b>Total</b>	<b>2.599</b>	<b>2.683</b>	<b>2.878</b>	<b>2.395</b>	<b>2.273</b>	<b>4.774</b>	<b>17.602</b>

En el caso de no considerar el impacto de los derivados en la deuda financiera, la deuda financiera a tipo fijo ascendería a 13.008 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (11.636 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y a tipo variable a 5.403 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (5.886 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta nominada por monedas a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 y siguientes	Total
<b>A 31 de diciembre de 2017:</b>							
Deuda denominada en euros	1.634	1.626	1.863	1.864	1.411	6.710	15.108
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	230	175	272	93	102	3	875
Peso chileno	414	194	334	71	62	689	1.764
Peso mexicano	128	41	43	-	42	51	305
Real brasileño	108	89	157	-	-	-	354
Peso colombiano	-	1	-	-	-	-	1
Peso argentino	29	14	8	1	-	-	52
Resto	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.543</b>	<b>2.140</b>	<b>2.677</b>	<b>2.029</b>	<b>1.617</b>	<b>7.453</b>	<b>18.459</b>

	2017	2018	2019	2020	2021	2022 y siguientes	Total
<b>A 31 de diciembre de 2016:</b>							
Deuda denominada en euros	1.944	1.923	1.951	2.113	2.086	3.961	13.978
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	288	20	502	1	106	5	922
Peso chileno	133	408	167	281	81	751	1.821
Peso mexicano	3	136	102	-	-	57	298
Real brasileño	159	179	74	-	-	-	412
Peso colombiano	61	9	75	-	-	-	145
Peso argentino	11	8	7	-	-	-	26
Resto	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.599</b>	<b>2.683</b>	<b>2.878</b>	<b>2.395</b>	<b>2.273</b>	<b>4.774</b>	<b>17.602</b>

La deuda financiera en euros ha soportado en el ejercicio 2017 un tipo de interés efectivo medio del 2,96% (3,57% en el ejercicio 2016) y la deuda financiera en moneda extranjera ha soportado un tipo de interés efectivo medio en el ejercicio 2017 del 6,03% (7,13% en el ejercicio 2016), incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

A 31 de diciembre de 2017, Gas Natural Fenosa tiene líneas de crédito por una cantidad total de 7.796 millones de euros (8.192 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), de las cuales 7.283 millones de euros no están dispuestas (7.642 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Existen deudas financieras con entidades de crédito por importe de 2.687 millones de euros (2.308 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) que se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios financieros.

La mayor parte de la deuda financiera dispuesta incluye una cláusula relativa al cambio de control cuya activación depende de la simultaneidad de algunos de los siguientes eventos: la no permanencia de ninguno de los accionistas de referencia actuales en un porcentaje significativo; la pérdida del grado de inversión por las Agencias Calificadoras o la incapacidad de cumplir las obligaciones financieras del contrato.

En concreto, los bonos emitidos, en volumen de 11.205 millones de euros, serían susceptibles de vencimiento anticipado siempre que ese cambio de control provocara una caída superior a dos escalones o dos "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 2.851 millones de euros que podrían ser objeto de reembolso anticipado en caso de cambio de control. La mayoría de ese importe está ligado a financiaciones de infraestructuras con fondos del Banco Europeo de Inversiones que requieren además del evento del cambio de control una reducción del rating y cuentan con plazos especiales de reembolso de la deuda más extensos a los de los supuestos de resolución anticipada.

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, durante el ejercicio 2017 han finalizado los proyectos de inversión que habían sido financiados con estructuras específicas (financiación de proyecto) que incluían la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de financiación a 31 de diciembre de 2016 ascendía a 13 millones de euros.

A continuación se describen los instrumentos de financiación más relevantes:

## Emisión de obligaciones y otros valores negociables

En el ejercicio 2017 y en el ejercicio 2016 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido el siguiente:

	A 1.1.2017	Emisiones	Recompras o reembolsos	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.2017
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	10.262	6.694	(5.794)	(204)	10.958
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	1.399	-	(8)	(135)	1.256
<b>Total</b>	<b>11.661</b>	<b>6.694</b>	<b>(5.802)</b>	<b>(339)</b>	<b>12.214</b>

	A 1.1.2016	Emisiones	Recompras o reembolsos	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.2016
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	10.857	5.125	(5.725)	5	10.262
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	1.466	-	(116)	49	1.399
<b>Total</b>	<b>12.323</b>	<b>5.125</b>	<b>(5.841)</b>	<b>54</b>	<b>11.661</b>

En abril 2017 se realizó una emisión de bonos bajo el programa EMTN por valor de 1.000 millones de euros que se empleó para llevar a cabo una recompra de obligaciones por importe de 1.000 millones de euros con vencimientos en 2018, 2020 y 2021. De acuerdo con lo previsto en la NIC 39 no se han producido variaciones sustanciales del instrumento de deuda y, en consecuencia, el importe en libros del pasivo se ha ajustado en función de los costes y comisiones incurridas, que se amortizan durante la vida restante del pasivo modificado.

El detalle de las características más relevantes de los principales programas de emisión de obligaciones y otros valores negociables de Gas Natural Fenosa, sin considerar el impacto de los intereses devengados y no pagados, es el siguiente:

A 31 de diciembre de 2017							
Programa/Sociedad	País	Año formalización	Moneda	Límite Programa	Nominal Dispuesto	Disponibles	Emisiones año
<b>Programa Euro Commercial Paper (ECP)</b>							
Gas Natural Fenosa Finance B.V.	Holanda	2010	Euros	1.000	-	1.000	4.594
<b>Programa European Medium Term Notes (EMTN)</b>							
Gas Natural Capital Markets, S.A. y Gas Natural Fenosa Finance B.V.	Holanda/ España	1999	Euros	15.000	11.205	3.795	2.100
<b>Obligaciones Negociables y Certificados Bursátiles</b>							
Empresa de Distribución Eléctrica							
Metro-Oeste, S.A.	Panamá	2010	Dólares estadounidenses	42	-	42	-
Gas Natural México S.A. de C.V.	México	2011	Pesos mexicanos	422	180	242	-
Gas Natural BAN, S.A.	Argentina	2015	Pesos argentinos	22	-	22	-
Grupo CGE	Chile	2015	Pesos chilenos	1.924	771	1.153	-

A 31 de diciembre de 2016							
Programa/Sociedad	País	Año formalización	Moneda	Límite Programa	Nominal Dispuesto	Disponibles	Emisiones año
<b>Programa Euro Commercial Paper (ECP)</b>							
Gas Natural Fenosa Finance B.V.	Holanda	2010	Euros	1.000	100	900	4.225
<b>Programa European Medium Term Notes (EMTN)</b>							
Gas Natural Capital Markets, S.A. y Gas Natural Fenosa Finance B.V.	Holanda/ España	1999	Euros	14.000	10.205	3.795	900
<b>Obligaciones Negociables y Certificados Bursátiles</b>							
Empresa de Distribución Eléctrica							
Metro-Oeste, S.A.	Panamá	2010	Dólares estadounidenses	47	-	47	-
Gas Natural México S.A. de C.V.	México	2011	Pesos mexicanos	530	196	334	-
Gas Natural BAN, S.A.	Argentina	2015	Pesos argentinos	22	-	22	-
Gas Natural S.A. ESP	Colombia	2012	Pesos colombianos	158	95	63	-
Grupo CGE	Chile	2015	Pesos chilenos	2.319	801	1.518	-

El detalle del saldo nominal emitido bajo el programa EMTN es el siguiente:

Emisión	Nominal dispuesto		Vencimiento	Cupón (%)
	31.12.2017	31.12.2016		
Julio 2009	500	500	2019	6,375
Noviembre 2009	631	750	2021	5,125
Enero 2010	686	850	2020	4,500
Enero 2010	513	700	2018	4,125
Febrero 2011	-	600	2017	5,625
Mayo 2011	500	500	2019	5,375
Febrero 2012	586	750	2018	5,000
Septiembre 2012	434	800	2020	6,000
Octubre 2012	-	500	2017	4,125
Enero 2013	600	600	2023	3,875
Enero 2013 (1)	204	204	2019	2,125
Abril 2013	750	750	2022	3,875
Julio 2013 (2)	101	101	2023	3,974
Octubre 2013	500	500	2021	3,500
Marzo 2014	500	500	2024	2,875
Mayo 2014	200	200	2023	2,625
Enero 2015	500	500	2025	1,375
Abril 2016	600	600	2026	1,250
Abril 2016	300	300	2021	0,515
Enero 2017	1.000	-	2027	1,375
Abril 2017	1.000	-	2024	1,125
Octubre 2017	300	-	2029	1,875
Noviembre 2017	800	-	2025	0,875
<b>Total</b>	<b>11.205</b>	<b>10.205</b>		

(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, L.L.C., 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.

Con fecha 22 de febrero de 2016 se amortizó, a valor nominal, la totalidad de dichas participaciones preferentes que quedaban en circulación cuyo saldo ascendía a 69 millones de euros y devengaban un tipo de interés del 3,849%.



## Deuda financiera con entidades de crédito

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

A 31 de diciembre de 2017, la deuda financiera con entidades de crédito incluye préstamos bancarios por un importe de 1.644 millones de euros (1.520 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y sin ninguna disposición de líneas de crédito (233 millones de euros a 31 de diciembre 2016).

Durante el ejercicio 2017 se han firmado dos operaciones a largo plazo con entidades de crédito institucionales: una a 20 años con 4 años de carencia de 450 millones de euros con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y otra a 12 años con 2 años de carencia de 200 millones de euros con el Instituto de Crédito Oficial (ICO), las cuales han sido dispuestas en su totalidad a 31 de diciembre de 2017.

Así, el BEI mantiene otorgada financiación a Gas Natural Fenosa que a 31 de diciembre de 2017 se encuentra totalmente dispuesta, por importe de 2.240 millones de euros (1.835 millones de euros dispuestos y se mantenían disponibles 300 millones de euros a 31 de diciembre de 2016). Por otro lado, se mantienen deudas contraídas con el ICO por un importe total de 234 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo en 2029 (112 millones de euros a 31 de diciembre 2016).

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

A 31 de diciembre de 2017, la deuda en Latinoamérica ascendió a 2.012 millones de euros (1.978 millones de euros a 31 de diciembre 2016) con diversas entidades financieras. El desglose geográfico de estas deudas es el siguiente:

<b>País</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Chile	1.034	998
Panamá	475	409
Brasil	354	412
México	126	106
Colombia	1	48
Otros	22	5
	<b>2.012</b>	<b>1.978</b>

Del total de la deuda con entidades de crédito de Latinoamérica a 31 de diciembre de 2017 el 99% de la deuda corresponde a financiación con bancos comerciales y el restante 1% a deuda con bancos institucionales.

## Otros pasivos financieros

En el epígrafe "Otros pasivos financieros" se incluía a 31 de diciembre de 2016 básicamente el contrato de arrendamiento financiero con entidades de crédito correspondiente a las islas de potencia de la central de ciclo combinado de Sagunto, con una vigencia de 10 años, firmado en el ejercicio 2007 (Nota 6) y cuyo vencimiento ha finalizado durante el ejercicio 2017.

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

	<b>A 31.12.17</b>			<b>A 31.12.16</b>		
	<b>Valor nominal</b>	<b>Descuento</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor nominal</b>	<b>Descuento</b>	<b>Valor actual</b>
Menos de 1 año	-	-	-	52	(2)	50
Entre 1 y 5 años	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	<b>52</b>	<b>(2)</b>	<b>50</b>

## Nota 17. 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.

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

### **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 2017 y 2016 (Nota 16), una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, es la siguiente:

	<b>A 31.12.17</b>	<b>A 31.12.16</b>
Tipo de interés fijo	15.114	13.189
Tipo de interés variable	3.345	4.413
<b>Total</b>	<b>18.459</b>	<b>17.602</b>

La tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones del Euribor, el Libor y los tipos referenciados de México, Brasil, 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
2017	+50	(17)	133
	-50	17	(133)
2016	+50	(22)	83
	-50	22	(83)

## 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 gas y otras 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
2017	+5%	-	7
	-5%	-	(7)
2016	+5%	-	12
	-5%	-	(10)

Asimismo, los activos netos de sociedades extranjeras cuya moneda funcional es distinta del euro están sujetos al riesgo de fluctuación del tipo de cambio en la conversión de los estados financieros de dichas sociedades en el proceso de consolidación. La exposición a países con riesgo en los que existe más de un tipo de cambio no es significativa. El patrimonio neto a 31 de diciembre de 2017 de Gas Natural Fenosa en la moneda peso argentino asciende a 44 millones de euros (47 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) lo que representa para una sensibilidad del 5% un efecto en el patrimonio antes de impuestos de 2 millones de euros (2 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

## 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 centrales 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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
2017	+10%	-	(16)
	-10%	-	16
2016	+10%	-	44
	-10%	-	(44)

	Incremento/descenso en el precio de venta electricidad	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2017	+10%	-	12
	-10%	-	(12)
2016	+10%	-	27
	-10%	-	(27)

Asimismo Gas Natural Fenosa no mantiene inversiones relevantes en negocios de *upstream* o producción de materias primas, por lo que un escenario de precios deprimidos de las materias primas no tiene un impacto significativo sobre la valoración de los activos.

La sensibilidad de los distintos segmentos a los precios del petróleo, gas, carbón y electricidad es la siguiente:

- Distribución de gas y electricidad. Es una actividad regulada cuyos ingresos y márgenes están vinculados a los servicios prestados gestionando infraestructuras de distribución, con independencia de los precios de las *commodities* distribuidas. En todo caso, un descenso del precio del gas podría incrementar su consumo, impactando favorablemente en dicha retribución, contribuyendo así a la estabilidad de los resultados de Gas Natural Fenosa.
- Gas y electricidad. Los márgenes de las actividades de comercialización de gas y electricidad están directamente afectados por los precios de las materias primas. En este sentido, Gas Natural Fenosa cuenta con una política de riesgos que determina, entre otras, el rango de tolerancia de la compañía, definido mediante los límites de riesgo en vigor. Entre las medidas empleadas para mantener el riesgo dentro de los límites establecidos, destaca una política de gestión activa de aprovisionamientos, balance entre las fórmulas de adquisición y venta y cobertura puntual de operaciones, con el fin de maximizar el binomio riesgo-beneficio.

### Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la pérdida potencial, consecuencia del posible incumplimiento de las obligaciones contractuales de las contrapartes con las que se relaciona el Grupo.

Gas Natural Fenosa realiza análisis de solvencia en base a los cuales se asignan los correspondientes límites de crédito y determinan las coberturas a aplicar. A partir de dichos modelos, puede medirse la probabilidad de impago de un cliente, y puede controlarse la pérdida esperada de la cartera comercial. Asimismo, se hace seguimiento recurrente de la calidad crediticia y exposición de la cartera, para garantizar que las pérdidas potenciales se encuentran bajo los límites de la normativa interna. Esto permite tener capacidad de anticipación en cuanto a su gestión.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las deudas comerciales se reflejan en el Balance de situación consolidado netos de provisiones de insolvencias (Nota 11), 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.

El riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes que no acumulan individualmente importes muy significativos antes de que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente

En cuanto a otras exposiciones con contrapartes en las operaciones con derivados financieros y colocación de excedentes de tesorería, para mitigar el riesgo de crédito, se realizan en bancos e

instituciones financieras de alta solvencia cuyo rating es igual o superior a “BB” de acuerdo con la calificación crediticia de Moody’s, S&P y Fitch. En los ejercicios 2017 y 2016 no se han producido impagos o quebrantos significativos.

Los principales tipos de garantías que se negocian son avales, fianzas y depósitos. A 31 de diciembre de 2017, Gas Natural Fenosa había recibido garantías por 41 millones de euros para cubrir el riesgo de clientes industriales de gran consumo (155 millones de euros a 31 de diciembre de 2016). Durante el ejercicio 2017, se han ejecutado avales por importe de 2 millones de euros (1 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, Gas Natural Fenosa no tenía concentraciones significativas de riesgo de crédito. El riesgo de concentración se minimiza a través de la diversificación, gestionando y combinando varias áreas de impacto. En primer lugar, disponer de una cartera comercial geográficamente distribuida a nivel internacional; en segundo lugar, una oferta de productos diversa, que incluye desde el suministro de energía hasta la implantación a medida de soluciones energéticas; en tercer lugar, existen diferentes tipos de cliente como residenciales, empresarios autónomos, pequeña y gran empresa, tanto de ámbito privado como público y de distintos sectores de actividad.

El análisis de antigüedad de los activos financieros en mora pero no considerados deteriorados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	<b>A 31.12.17</b>	<b>A 31.12.16</b>
Menos de 90 días	534	326
90 – 180 días	97	89
Más de 180 días	21	14
<b>Total</b>	<b>652</b>	<b>429</b>

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la Nota 11.

Respecto al riesgo de crédito de proveedores, la solvencia de cada uno de los suministradores de productos y servicios se garantiza a través de la revisión recurrente de su información financiera, especialmente antes de una nueva contratación. Para ello en función de la criticidad del proveedor en cuanto a su servicio o concentración, se aplican los criterios de valoración correspondientes. Dicho procedimiento está soportado por los mecanismos y sistemas de control y gestión de proveedores.

### **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 2017 y 2016 las disponibilidades de liquidez son las siguientes:

<b>Fuente de liquidez</b>	<b>Disponibilidad 2017</b>	<b>Disponibilidad 2016</b>
Líneas de crédito disponibles (Nota 16)	7.283	7.642
Préstamos no dispuestos	42	352
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes (Nota 12)	3.225	2.067
<b>Total</b>	<b>10.550</b>	<b>10.061</b>

Adicionalmente, se dispone de capacidad para emitir deuda en mercado de capitales no utilizada por importe de 6.254 millones de euros (Nota 16).

El detalle de los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 y siguientes	Total
<b>A 31 de diciembre de 2017</b>							
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(3.920)	-	-	-	-	-	(3.920)
Préstamos y otras deudas financieras	(3.121)	(2.723)	(3.205)	(2.519)	(2.071)	(8.744)	(22.383)
Derivados financieros	62	6	(2)	(5)	-	(30)	31
Otros pasivos	(93)	(149)	(73)	(51)	(51)	(541)	(958)
<b>Total (1)</b>	<b>(7.072)</b>	<b>(2.866)</b>	<b>(3.280)</b>	<b>(2.575)</b>	<b>(2.122)</b>	<b>(9.315)</b>	<b>(27.230)</b>

	2017	2018	2019	2020	2021	2022 y siguientes	Total
<b>A 31 de diciembre de 2016</b>							
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4.072)	-	-	-	-	-	(4.072)
Préstamos y otras deudas financieras	(3.327)	(3.371)	(3.499)	(2.914)	(2.678)	(5.709)	(21.498)
Derivados financieros	(16)	31	23	-	(11)	7	34
Otros pasivos	(104)	(97)	(165)	(87)	(81)	(615)	(1.149)
<b>Total (1)</b>	<b>(7.519)</b>	<b>(3.437)</b>	<b>(3.641)</b>	<b>(3.001)</b>	<b>(2.770)</b>	<b>(6.317)</b>	<b>(26.685)</b>

(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 16.

## 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:

	2017	2016
Moody's	Baa2	Baa2
Standard & Poor's	BBB	BBB
Fitch	BBB+	BBB+

El ratio de apalancamiento es el siguiente:

	2017	2016
<b>Deuda financiera neta:</b>	<b>15.154</b>	<b>15.423</b>
Deuda financiera no corriente (Nota 16)	15.916	15.003
Deuda financiera corriente (Nota 16)	2.543	2.599
Efectivo y otros medios equivalentes (Nota 12)	(3.225)	(2.067)
Derivados (Nota 17)	(80)	(112)
<b>Patrimonio neto:</b>	<b>18.305</b>	<b>19.005</b>
De los accionistas de la sociedad dominante (Nota 13)	14.734	15.225
De participaciones no dominantes (Nota 13)	3.571	3.780
<b>Apalancamiento (Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto))</b>	<b>45,3%</b>	<b>44,8%</b>

## Instrumentos financieros derivados

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

	A 31.12.17		A 31.12.16	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
<b>Instrumentos financieros derivados de cobertura</b>	<b>15</b>	<b>48</b>	<b>111</b>	<b>62</b>
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	14	42	85	22
- Precio de <i>commodities</i>	-	-	-	-
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	1	6	26	40
<b>Otros instrumentos financieros</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Instrumentos financieros derivados no corrientes</b>	<b>15</b>	<b>48</b>	<b>111</b>	<b>62</b>
<b>Instrumentos financieros derivados de cobertura</b>	<b>99</b>	<b>85</b>	<b>46</b>	<b>61</b>
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	44	-	1	6
- Tipo de cambio	18	1	9	-
- Precio de <i>commodities</i>	32	83	36	42
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	-	-	-	-
- Tipo de cambio	5	1	-	13
<b>Otros Instrumentos financieros</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>5</b>
- Precio de <i>commodities</i>	4	6	1	5
- Tipo de cambio	-	-	-	-
<b>Instrumentos financieros derivados corrientes</b>	<b>103</b>	<b>91</b>	<b>47</b>	<b>66</b>
<b>Total</b>	<b>118</b>	<b>139</b>	<b>158</b>	<b>128</b>

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:

	2017		2016	
	Resultado explotación	Resultado financiero	Resultado explotación	Resultado financiero
Cobertura flujos de efectivo	24	(23)	(81)	(25)
Cobertura valor razonable	-	(15)	(10)	(28)
Otros instrumentos financieros	(3)	(2)	(25)	(1)
<b>Total</b>	<b>(21)</b>	<b>(40)</b>	<b>(116)</b>	<b>(54)</b>

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2017 y 2016, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales es el siguiente:

Valor Razonable	31.12.17 Valor Nocial							Total
	2018	2019	2020	2021	2022	Posteriores		
<b>COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:</b>								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (EUR)	(9)	95	95	844	63	91	2.484	3.672
Permutas financieras (USD)	1	228	-	-	-	-	-	228
Permutas financieras (MXN)	43	200	-	-	-	-	-	200
Permutas financieras (CHF)	6	-	204	-	-	-	-	204
Permutas financieras (NOK)	(25)	-	-	-	-	-	101	101
Permutas financieras (COP)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:</b>								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Seguro de cambio (USD)	8	647	-	-	-	-	-	647
Seguro de cambio (GBP)	-	30	-	-	-	-	-	30
Seguro de cambio (EUR) <sup>(1)</sup>	2	38	-	-	-	-	-	38
Seguro de cambio (COP)	(1)	54	-	-	-	-	-	54
Seguro de cambio (AUD)	-	-	42	-	-	-	-	42
Seguro de cambio (BRL)	8	60	-	-	-	-	-	60
Cobertura de valor razonable:								
Permutas financieras (CLP)	(5)	-	-	-	160	-	-	160
Permutas financieras (MXN)	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros de cambio (BRL)	-	19	-	-	-	-	-	19
Seguros de cambio (USD)	4	333	-	-	-	-	-	333
Seguros de cambio (DHN)	-	10	-	-	-	-	-	10
Seguros de cambio (EUR) <sup>(1)</sup>	-	69	-	-	-	-	-	69
<b>COBERTURA DE COMMODITIES:</b>								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	20	149	8	-	-	-	-	157
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	(71)	342	115	9	9	18	24	517
<b>OTROS:</b>								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(2)	4	-	-	-	-	-	4
Derivados tipo de cambio (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>(21)</b>	<b>2.278</b>	<b>464</b>	<b>853</b>	<b>232</b>	<b>109</b>	<b>2.609</b>	<b>6.545</b>

(1) Contratados por sociedades con moneda funcional distinta al euro.



	Valor Razonable	31.12.16 Valor Nocial						Total
		2017	2018	2019	2020	2021	Posteriores	
<b>COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:</b>								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (EUR)	23	684	-	-	-	-	1.500	2.184
Permutas financieras (USD)	(2)	223	259	-	-	-	-	482
Permutas financieras (MXN)	32	57	200	-	-	-	-	257
Permutas financieras (CHF)	26	-	-	204	-	-	-	204
Permutas financieras (NOK)	(21)	-	-	-	-	-	101	101
Permutas financieras (COP)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:</b>								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Seguro de cambio (USD)	9	213	-	-	-	-	-	213
Seguro de cambio (GBP)	-	13	-	-	-	-	-	13
Cobertura de valor razonable:								
Permutas financieras (CLP)	(14)	-	-	60	-	160	-	220
Permutas financieras (MXN)	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros de cambio (BRL)	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros de cambio (USD)	(13)	374	-	-	-	-	-	374
Seguros de cambio (DHN)	-	7	-	-	-	-	-	7
<b>COBERTURA DE COMMODITIES:</b>								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	23	309	54	4	-	-	-	367
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	(29)	281	139	131	-	-	-	551
<b>OTROS:</b>								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(4)	13	-	-	-	-	-	13
Derivados tipo de cambio (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>2.174</b>	<b>652</b>	<b>399</b>	<b>-</b>	<b>160</b>	<b>1.601</b>	<b>4.986</b>

## Nota 18. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2017 y 2016 se muestra a continuación:

	A 31.12.17	A 31.12.16
Deuda por contratos de arrendamiento financiero (1)	839	965
Fianzas y depósitos (2)	206	221
Otros pasivos (3)	165	145
<b>Total</b>	<b>1.210</b>	<b>1.331</b>

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

Los principales pasivos reconocidos a 31 de diciembre en este epígrafe por arrendamientos financieros son los siguientes:

- En 2003, Gas Natural Fenosa adquirió dos buques de transporte de gas con una capacidad de 276.000 m<sup>3</sup> a través de contratos de time-charter con una duración de 20 años, con vencimiento en 2023.
- En 2007 y 2009 se adquirieron conjuntamente con Repsol dos buques de transporte de gas de 138.000 m<sup>3</sup> a través de contratos de time-charter con una duración de 25 años cada uno de ellos, ampliable por períodos consecutivos de 5 años. En 2014 Gas Natural Fenosa y Shell firmaron un acuerdo, enmarcado dentro de la operación de venta del negocio de gas natural licuado del grupo Repsol, según el cual se adjudicó 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 períodos consecutivos de 5 años.

- En marzo de 2014, Gas Natural Fenosa adquirió un buque de transporte de gas natural licuado con una capacidad de 173.000 m<sup>3</sup> en régimen de arrendamiento financiero con una duración de 18 años y vencimiento en 2032.
- En septiembre y noviembre de 2016, Gas Natural Fenosa adquirió dos buques de transporte de gas natural licuado con una capacidad, cada uno de ellos, de 176.300 m<sup>3</sup> en régimen de arrendamiento financiero con una duración de 20 años y vencimiento en 2036.

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

	A 31.12.17			A 31.12.16		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	100	(6)	94	110	(7)	103
Entre 1 y 5 años	402	(80)	322	439	(86)	353
Más de 5 años	940	(423)	517	1.190	(578)	612
<b>Total</b>	<b>1.442</b>	<b>(509)</b>	<b>933</b>	<b>1.739</b>	<b>(671)</b>	<b>1.068</b>

La Deuda por contratos de arrendamiento financiero ha soportado a 31 de diciembre de 2017 un tipo de interés efectivo medio del 6,6% (6,5% a 31 diciembre de 2016).

## (2) 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.

## (3) Otros pasivos

Se incluye, entre otras partidas, el compromiso de recompra sin prima otorgado el 22 de septiembre de 2008, y renovado en junio de 2013, 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 vencimiento el mes de mayo de 2019, 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 la valoración a mercado de cada acción, en base a los resultados de las participadas. 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 2017 asciende a 77 millones de euros y equivale al valor actual del importe a reembolsar (74 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

## Nota 19. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	A 31.12.17	A 31.12.16
Acreedores comerciales	2.810	3.204
Acreedores comerciales empresas vinculadas (Nota 33)	74	51
Acreedores comerciales empresas asociadas	1	19
<b>Proveedores</b>	<b>2.885</b>	<b>3.274</b>
Administraciones públicas	593	519
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	88	48
Remuneraciones pendientes de pago	189	96
Otros acreedores	18	29
<b>Otros acreedores</b>	<b>888</b>	<b>692</b>
Pasivos por impuesto corriente	147	106
<b>Total</b>	<b>3.920</b>	<b>4.072</b>

A 31 de diciembre de 2017 el apartado de Remuneraciones pendientes de pago recoge un importe de 110 millones de euros correspondientes a indemnizaciones por cese como consecuencia de acuerdos firmados con empleados para rescindir su contrato de trabajo que se pagarán el primer trimestre de 2018.

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 en el ámbito de España, es el siguiente:

	2017	2016
	Importe	Importe
Total pagos	12.256	11.533
Total pagos pendientes	403	417
Periodo medio de pago a proveedores (días) <sup>(1)</sup>	25	28
Ratio de operaciones pagadas (días) <sup>(2)</sup>	24	27
Ratio de operaciones pendientes de pago (días) <sup>(3)</sup>	34	30

(1) Calculado considerando los importes pagados y los pendientes de pago.

(2) Periodo medio de pago en las operaciones pagadas en el ejercicio

(3) Antigüedad media saldo proveedores pendientes de pago

## Nota 20. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	A 31.12.17	A 31.12.16
Dividendo a pagar	45	37
Gastos devengados y no pagados	172	174
Pasivo por arrendamiento financiero (Nota 18)	94	103
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	2	-
Otros pasivos	28	33
<b>Total</b>	<b>341</b>	<b>347</b>

## Nota 21. 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 2017 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 que en este ejercicio 2017 han sido reclasificadas como mantenidas para la venta.

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 2017 y 2016 es la siguiente:

	2017	%	2016 <sup>(1)</sup>	%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.427</b>		<b>1.851</b>	
<b>Impuesto teórico</b>	<b>357</b>	<b>25,0%</b>	<b>463</b>	<b>25,0%</b>
Efecto resultados netos método participación	(4)	(0,3%)	25	1,4%
Aplicación tipos impositivos sociedades extranjeras	(28)	(2,0%)	(35)	(1,9%)
Deducciones fiscales	(18)	(1,3%)	(13)	(0,7%)
Revaluación impuestos diferidos por fusiones	(117)	(8,2%)	(128)	(6,9%)
Revaluación impuestos diferidos por reformas tributarias	1	0,1%	21	1,1%
Otros conceptos	(1)	(0,1%)	-	-
<b>Impuesto de Sociedades</b>	<b>190</b>	<b>13,3%</b>	<b>333</b>	<b>18,0%</b>
Desglose del gasto corriente/diferido:				
Impuesto corriente	348		388	
Impuesto diferido	(158)		(55)	
<b>Impuesto sobre beneficios</b>	<b>190</b>		<b>333</b>	

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

En el marco del proceso de reorganización de los negocios y simplificación societaria en Chile, con fecha 14 de diciembre de 2016, Compañía General de Electricidad, S.A. procedió a fusionar por absorción a su filial Transnet. El fondo de comercio resultante se asignó al valor fiscal de los activos no monetarios recibidos de la absorbida (redes de transmisión eléctrica) equivalente a su valor contable a la fecha de la operación, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de 128 millones de euros con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Con fecha 30 de noviembre de 2017 y siguiendo con el proceso de reorganización de los negocios y simplificación societaria en Chile, Compañía General de Electricidad, S.A. ha procedido a fusionar por absorción a sus filiales CGE Distribución, S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, S.A. y Empresa Eléctrica Atacama, S.A.. El fondo de comercio resultante se ha asignado al valor fiscal de los activos no monetarios recibidos de la absorbida (redes de distribución eléctrica) equivalente a su valor contable a la fecha de la operación, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de 117 millones de euros con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

El 29 de diciembre de 2016 se publicó en Colombia la Ley N° 1819 de Reforma Tributaria Estructural que establece una disminución progresiva de la tasa del Impuesto sobre la renta para los años 2017, 2018 y 2019. Como consecuencia de dicha publicación se revaluaron los impuestos diferidos a la tasa de reversión prevista registrándose un mayor gasto en el epígrafe de "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por un importe de 21 millones de euros.

El 29 de diciembre de 2017 se publicó en Argentina el Decreto 1112/2017 de Reforma Tributaria que establece una disminución progresiva de la tasa del Impuesto sobre la renta desde el 35% al 30% para los años 2018 al 2019 y 25% desde el año 2020 en adelante. Como consecuencia de dicha publicación

se han revaluado los impuestos diferidos a la tasa de reversión prevista registrándose un mayor gasto en el epígrafe de "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por un importe de 1 millón de euros.

El 3 de diciembre de 2016 fue publicado el Real Decreto-Ley 3/2016 por el que se adoptan medidas tributarias para la consolidación de las finanzas públicas que introdujo modificaciones relevantes en el ámbito del Impuesto sobre Sociedades. Entre otras, se establece, con efectos desde 1 de enero de 2016, la obligación de revertir en un plazo máximo de 5 años las provisiones por deterioro de valor de las participaciones que hubieran resultado deducibles antes de 2013, se limita la compensación de bases imponibles negativas para las grandes empresas al 25% de la base imponible previa y se limita la aplicación de la deducción por doble imposición interna o internacional generada o pendiente de aplicación al 50% de la cuota íntegra previa. Adicionalmente, con efectos desde 1 de enero de 2017 las pérdidas en la transmisión de participaciones no serán deducibles. En el ejercicio 2016 estas medidas no tuvieron impacto significativo en los estados financieros de Gas Natural Fenosa.

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 materializaron en ejercicios pasados se detallan en las cuentas anuales de los correspondientes ejercicios. El detalle correspondiente es el siguiente:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido	Renta acogida a la deducción	Ejercicio reinversión
2011	4	4	2	2011
2012	1	1	-	2012
2013	1	1	1	2013
2014	414	414	210	2014
<b>Total</b>	<b>420</b>	<b>420</b>	<b>213</b>	

La reinversión se realizó 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.

De otra parte, las rentas acogidas al régimen fiscal de las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de normativa de defensa de la competencia, Disposición Adicional 4ª del TRLIS, y las inversiones en que se materializaron en ejercicios pasados, se detallan a continuación:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido	Importe plusvalía	Importe plusvalía incorporada en base imponible	Importe plusvalía pendiente incorporación en base imponible
2002	917	917	462	19	443
2003	141	141	79	-	79
2004	292	292	177	9	168
2005	432	432	300	1	299
2006	309	309	226	-	226
2007	105	105	93	-	93
2009	161	161	87	-	87
2010	799	799	560	-	560
2011	450	450	394	-	394
2012	38	38	32	-	32
<b>TOTAL</b>	<b>3.644</b>	<b>3.644</b>	<b>2.410</b>	<b>29</b>	<b>2.381</b>

La reinversión se realizó en elementos patrimoniales de inmovilizado afectos a actividades económicas, habiendo sido efectuada tanto por la propia Sociedad transmitente 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 31.12.17			A 31.12.16		
	Bruto	Efecto Impositivo	Neto	Bruto	Efecto Impositivo	Neto
Valoración activos financieros disponibles venta	(54)	-	(54)	4	(1)	3
Coberturas de flujos de efectivo	(111)	13	(98)	228	(61)	167
Diferencias de conversión	(890)	-	(890)	428	-	428
Ganancias y pérdidas actuariales (Nota 15)	5	-	5	(51)	13	(38)
<b>Total</b>	<b>(1.050)</b>	<b>13</b>	<b>(1.037)</b>	<b>609</b>	<b>(49)</b>	<b>560</b>

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 (1)	Diferencias amortización	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
<b>A 1.1.15</b>	<b>179</b>	<b>258</b>	<b>93</b>	<b>328</b>	<b>67</b>	<b>145</b>	<b>1.070</b>
Creación/(reversión)	(7)	(10)	(16)	(15)	(39)	(7)	(94)
Movimientos ligados ajustes patrimonio	17	-	-	-	(4)	-	13
Diferencias de conversión	5	13	5	2	(6)	(1)	18
Trasposos y otros (2)	(33)	(96)	(15)	(8)	21	(4)	(135)
<b>A 31.12.16</b>	<b>161</b>	<b>165</b>	<b>67</b>	<b>307</b>	<b>39</b>	<b>133</b>	<b>872</b>
Creación/(reversión)	26	26	(21)	(10)	2	3	26
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	-	8	-	8
Diferencias de conversión	(3)	(9)	(8)	(9)	14	(10)	(25)
Trasposos y otros (2)	1	(2)	-	(25)	1	(6)	(31)
<b>A 31.12.17</b>	<b>185</b>	<b>180</b>	<b>38</b>	<b>263</b>	<b>64</b>	<b>120</b>	<b>850</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, los créditos fiscales corresponden principalmente a bases imponibles negativas que proceden de diversas sociedades de CGE que se han generado básicamente por la aplicación del 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.

(2) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8) en el ejercicio 2016 y el traspaso a mantenidas para la venta a la fecha en la que se aplica esta clasificación (Nota 9) en el ejercicio 2017.

Impuestos diferidos de pasivo	Diferencias amortización	Plusvalías diferidas	Valoración combinación de negocios (1)	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
<b>A 1.1.16</b>	<b>893</b>	<b>209</b>	<b>1.368</b>	<b>(2)</b>	<b>75</b>	<b>2.543</b>
Creación/(reversión) (2)	(119)	-	(51)	1	20	(149)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	8	-	-	8
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	20	-	20
Diferencias de conversión	61	-	6	-	4	71
Trasposos y otros (3)	-	-	(9)	25	-	16
<b>A 31.12.16</b>	<b>835</b>	<b>209</b>	<b>1.322</b>	<b>44</b>	<b>99</b>	<b>2.509</b>
Creación/(reversión) (2)	(119)	-	(40)	-	27	(132)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	-	-	-
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	(3)	-	(3)
Diferencias de conversión	(21)	-	-	(12)	1	(32)
Trasposos y otros (3)	(28)	(12)	5	2	3	(30)
<b>A 31.12.17</b>	<b>667</b>	<b>197</b>	<b>1.287</b>	<b>31</b>	<b>130</b>	<b>2.312</b>

(1) 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 no tendrá efectos fiscales. También se incluye el efecto fiscal de la asignación del precio de adquisición de CGE por Gas Natural Fenosa realizada en el ejercicio 2014 y de diversas adquisiciones previas realizadas por CGE.

(2) Se incluye en el apartado de "Diferencias de amortización" la disminución del pasivo por impuestos diferidos de 128 millones de euros consecuencia de la operación de fusión de Transnet en el ejercicio 2016 y 117 millones de euros consecuencia de la operación de fusión de Compañía General de Electricidad en el ejercicio 2017 mencionadas anteriormente.

(3) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8) en el ejercicio 2016 y el traspaso a mantenidas para la venta a la fecha en la que se aplica esta clasificación (Nota 9) en el ejercicio 2017.

A 31 de diciembre de 2017 los créditos fiscales pendientes de registrar ascendían a 27 millones de euros (30 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

El grupo fiscal de Gas Natural SDG, S.A. tiene abiertos a inspección los ejercicios 2011 y siguientes en cuanto a los impuestos que le son de aplicación.

Con carácter general, en el caso del resto de sociedades Gas Natural Fenosa, los períodos abiertos a inspección son los siguientes:

País	Período
Argentina	2011-2017
Brasil	2012-2017
Colombia	2015-2017
Chile	2014-2017
Italia	2013-2017
México	2012-2017
Panamá	2011-2017

En fecha 3 de noviembre de 2017 se ha recibido sentencia desestimatoria del Tribunal Supremo en relación con las Actas de Inspección por comprobaciones efectuadas en el Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2003-2005, por la aplicación de la deducción por actividades exportadoras. El importe de estas Actas se encontraba totalmente provisionado (Nota 15) y ascendía a un importe de 93 millones de euros, el cual ha sido compensado en su totalidad con saldos a devolver por parte de la Hacienda Pública.

Como consecuencia, entre otras, de las diferentes posibles interpretaciones de la legislación fiscal vigente, podrían surgir pasivos adicionales como consecuencia de una inspección. En todo caso, Gas Natural Fenosa considera que dichos pasivos, en caso de producirse, no afectarían significativamente a las presentes Cuentas anuales.

Gas Natural Fenosa tiene constituidas provisiones para hacer frente a obligaciones derivadas de diversas reclamaciones fiscales sin que existan litigios o tratamientos fiscales inciertos que sean individualmente significativos (Nota 15).

## Nota 22. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2017 y 2016 es el siguiente:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	12.944	10.612
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	8.833	9.808
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	1.431	1.412
Otras ventas	98	76
<b>Total</b>	<b>23.306</b>	<b>21.908</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

## Nota 23. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2017 y 2016 es el siguiente:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Compras de energía	14.279	12.265
Servicio acceso a redes de distribución	1.798	1.900
Otras compras y variación de existencias	602	446
<b>Total</b>	<b>16.679</b>	<b>14.611</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

## Nota 24. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2017 y 2016 es el siguiente:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Otros ingresos de gestión	237	238
Subvenciones de explotación	1	2
<b>Total</b>	<b>238</b>	<b>240</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

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 146 millones de euros (114 millones de euros en el ejercicio 2016), cuyo valor razonable se estima por referencia a los gastos incurridos (Nota 26), sin margen.

## Nota 25. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2017 y 2016 es el siguiente:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Sueldos y salarios	772	801
Indemnizaciones por cese	126	22
Costes Seguridad Social	134	128
Planes de aportación definida	44	42
Planes de prestación definida (Nota 15)	9	9
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(122)	(109)
Otros	68	81
<b>Total</b>	<b>1.031</b>	<b>974</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa ha sido de 15.374 personas durante el ejercicio 2017 y de 17.926 personas durante 2016 y su desglose por categorías es el siguiente:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Directivos	1.406	1.394
Mandos intermedios	2.793	2.771
Técnicos especializados	4.644	4.980
Puestos operativos	6.531	8.781
<b>Total</b>	<b>15.374</b>	<b>17.926</b>

(1) Re-expresado por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.3 y 9).

El número medio de personas empleadas en el curso del ejercicio con discapacidad mayor o igual al 33%, distribuido por categorías es el siguiente:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Directivos	8	7
Mandos intermedios	22	19
Técnicos especializados	82	56
Puestos operativos	114	142
<b>Total</b>	<b>226</b>	<b>224</b>

(1) Re-expresado por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.3 y 9).



El número de empleados de Gas Natural Fenosa al término de los ejercicios 2017 y 2016 distribuido por categorías, géneros y áreas geográficas es el siguiente:

	2017		2016 <sup>(1)</sup>	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	1.033	363	1.026	342
Mandos intermedios	2.171	586	2.065	546
Técnicos especializados	3.192	1.681	3.264	1.602
Puestos operativos	4.522	1.827	4.803	1.854
<b>Total</b>	<b>10.918</b>	<b>4.457</b>	<b>11.158</b>	<b>4.344</b>

(1) Re-expresado por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.3 y 9).

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
España	7.350	7.378
Resto de Europa	176	169
Latinoamérica	7.039	7.113
Resto	810	842
<b>Total</b>	<b>15.375</b>	<b>15.502</b>

(1) Re-expresado por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.3 y 9).

Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 5 que ha supuesto la clasificación como operaciones interrumpidas de los negocios de distribución de gas en Italia y Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia y de generación en Kenia (Nota 3.3 y 9), 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 clasifican como operaciones interrumpidas y que ascienden a 1.393 personas (1.735 personas el 31 de diciembre de 2016). Tampoco se ha tenido en cuenta el número de empleados al término del ejercicio de dichas sociedades que a 31 de diciembre de 2017 ascendería a 1.396 personas (1.727 personas el 31 de diciembre de 2016).

Además, en el cálculo del número medio de empleados 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 835 personas (920 personas el 31 de diciembre de 2016). Tampoco se ha tenido en cuenta el número de empleados al término del ejercicio de dichas sociedades que a 31 de diciembre de 2017 ascendería a 819 personas (848 personas el 31 de diciembre de 2016).

Al término del ejercicio 2016, el número de empleados de Electricaribe que no se incorporaron como consecuencia de la pérdida de control (Nota 8) fue de 1.478 personas.

## Nota 26. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2017 y 2016 es el siguiente:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Tributos	451	465
Operación y mantenimiento	364	353
Publicidad y otros servicios comerciales	297	326
Servicios profesionales y seguros	181	191
Servicios de construcción o mejora concesiones CINIIF 12 (Nota 24)	146	114
Suministros	93	99
Prestación de servicios a clientes	82	78
Arrendamientos operativos (2)	65	54
Otros	305	311
<b>Total</b>	<b>1.984</b>	<b>1.991</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

(2) En la Nota 35 se detallan los pagos mínimos no cancelables de los arrendamientos operativos.

## Nota 27. Resultado enajenación de inmovilizado

En 2017 se incluye, principalmente, la plusvalía de 18 millones de euros por la venta de varios edificios en Madrid (Nota 6).

En el ejercicio 2016 se incluyó la plusvalía de 51 millones de euros por la venta de cuatro edificios de Madrid por importe de 206 millones de euros (Nota 6).

## Nota 28. Otros resultados

En el ejercicio 2016 correspondía principalmente a la plusvalía antes de impuestos de 128 millones de euros por la venta de la participación en GNL Quintero, S.A. (Chile) por importe de 182 millones de euros (Nota 7).

También se incluía el traspaso de las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación en Electricaribe generadas hasta el momento de su pérdida de control (Nota 8) con un impacto negativo de 38 millones de euros.

## Nota 29. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2017 y 2016 es el siguiente:

	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Dividendos	14	11
Intereses	19	28
Otros	78	85
<b>Total ingresos financieros</b>	<b>111</b>	<b>124</b>
Coste de la deuda financiera	(630)	(763)
Gastos por intereses de pensiones	(14)	(32)
Otros gastos financieros	(164)	(142)
<b>Total gastos financieros</b>	<b>(808)</b>	<b>(937)</b>
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros derivados (Nota 17)	(2)	(2)
Diferencias de cambio netas	-	-
<b>Resultado financiero neto</b>	<b>(699)</b>	<b>(815)</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

**Nota 30. Efectivo generado en las operaciones de explotación y otros detalles de los flujos de efectivo**

La composición del efectivo generado en las operaciones de explotación de 2017 y 2016 es el siguiente:

	2017	2016
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.427</b>	<b>1.851</b>
<b>Ajustes del resultado:</b>	<b>2.546</b>	<b>2.727</b>
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5 y 6)	1.694	1.759
Otros ajustes del resultado neto:	852	968
Resultado financiero (Nota 9 y 30)	697	825
Resultado entidades valoradas método participación (Nota 7 y 9)	(14)	98
Traspaso ingresos diferidos (Nota 14)	(42)	(43)
Otros resultados (Nota 28)	-	(122)
Variación neta Provisiones	8	(76)
Resultado antes de impuestos de actividades interrumpidas neto de plusvalías y deterioros (Nota 9)	203	286
<b>Cambios en el capital corriente (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias de conversión):</b>	<b>(155)</b>	<b>5</b>
Existencias	(15)	135
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(176)	(316)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	36	186
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:</b>	<b>(1.050)</b>	<b>(1.208)</b>
Pago de intereses	(686)	(793)
Cobros de intereses	26	31
Cobros de dividendos	48	79
Pagos por impuestos sobre beneficios	(438)	(525)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION</b>	<b>2.768</b>	<b>3.375</b>

El detalle de pagos por inversiones en empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

	2017	2016
Gas Natural Chile, S.A. (Nota 9)	-	306
Vayu (Nota 31)	-	22
Ampliación de capital Nueva Generadora del Sur, S.A. (Nota 7)	14	-
Otros	-	3
<b>Total</b>	<b>14</b>	<b>331</b>

El detalle de cobros por desinversiones en empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

	2017	2016
Gasco, S.A. (Nota 9)	-	220
GNL Quintero, S.A. (Nota 7)	-	182
Gas Natural, S.A. ESP (Nota 9)	134	-
Otros	2	3
<b>Total</b>	<b>136</b>	<b>405</b>

El detalle de pagos por adquisición de instrumentos de patrimonios a 31 de diciembre de 2017 y a 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

	2017	2016
Acciones propias Gas Natural SDG, S.A. (Nota 13)	14	(13)
Acciones propias CGE (Nota 13)	(9)	(8)
Adquisición participación no dominante Gas Galicia (Nota13)	-	(6)
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>(27)</b>

El movimiento de la deuda financiera en los ejercicios 2017 y 2016, presentando separadamente los cambios que generan flujos de efectivo de aquellos que no lo hacen ha sido el siguiente:

	Genera flujos de efectivo			No genera flujos de efectivo		A 31.12.2017
	A 1.1.2017	Aumento	Disminución	Diferencias de conversión	Trasposos y otros (1)	
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	11.661	6.694	(5.802)	(60)	(279)	12.214
Deuda financiera con entidades de crédito	5.693	2.292	(1.466)	(240)	(151)	6.128
Instrumentos financieros derivados	80	-	-	(11)	(20)	49
Otros pasivos financieros	168	331	(414)	(13)	(4)	68
<b>Total</b>	<b>17.602</b>	<b>9.317</b>	<b>(7.682)</b>	<b>(324)</b>	<b>(454)</b>	<b>18.459</b>

(1) Incluye principalmente los trasposos a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" a la fecha en la que se aplica esta clasificación (Nota 9).

	Genera flujos de efectivo			No genera flujos de efectivo		A 31.12.2016
	A 1.1.2016	Aumento	Disminución	Diferencias de conversión	Trasposos y otros (1)	
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	12.323	5.125	(5.841)	43	11	11.661
Deuda financiera con entidades de crédito	5.543	2.379	(1.838)	225	(616)	5.693
Instrumentos financieros derivados	179	-	-	(2)	(97)	80
Otros pasivos financieros	203	322	(390)	(2)	35	168
<b>Total</b>	<b>18.248</b>	<b>7.826</b>	<b>(8.069)</b>	<b>264</b>	<b>(667)</b>	<b>17.602</b>

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

En el apartado "Otras variaciones de efectivo y equivalentes" se incluyen las variaciones de efectivo por cambios en el perímetro de consolidación y trasposos mantenidos para la venta.

### Nota 31. Combinaciones de negocios

#### Ejercicio 2017

En el ejercicio 2017 no se han producido combinaciones de negocio significativas.

#### Ejercicio 2016

##### Vayu Limited

El 29 de julio de 2016 Gas Natural Fenosa cerró la compra del 100% de la comercializadora irlandesa de gas y electricidad Vayu Limited (Vayu). El coste total de la combinación de negocios ascendió a 32 millones de euros. El fondo de comercio se calculó 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 ascendió a 16 millones de euros.

El detalle de los activos netos adquiridos al 31 de julio de 2016 y el fondo de comercio era el siguiente:

Coste de adquisición	32	
Valor razonable de los activos netos	16	
<b>Fondo de comercio (Nota 5)</b>	<b>16</b>	
	<b>Valor razonable</b>	<b>Valor en libros</b>
Inmovilizado intangible (Nota 5)	14	-
Otros activos corrientes	12	12
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	10	10
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>36</b>	<b>22</b>
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 21)	2	-
Otros pasivos corrientes	18	18
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>20</b>	<b>18</b>
<b>Activos netos adquiridos</b>	<b>16</b>	<b>4</b>
<b>Valor razonable de los activos netos adquiridos</b>	<b>16</b>	
Precio de compra	32	
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes en la filial adquirida	10	
<b>Coste de adquisición neto</b>	<b>22</b>	

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2016 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios y el resultado consolidado no hubiera sido significativo.

En el proceso de asignación del precio de compra, se identificaron los activos susceptibles de ser revalorizados a partir del balance de Vayu Limited a 31 de julio de 2016. La valoración de los activos netos de Vayu Limited se realizó, básicamente, de acuerdo con la siguiente metodología:

- El negocio se valoró 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 eran observables en el mercado.
- Los principales parámetros empleados en la valoración fueron una tasa de descuento del 12,1% y una tasa de crecimiento del 0%.
- Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones y que se basaron en las previsiones sectoriales y en el análisis de la información histórica fueron la evolución de los márgenes por cliente de electricidad y gas.

Como consecuencia del proceso de asignación, se procedió a contabilizar una revalorización de activos intangibles que correspondió al valor de la cartera de clientes de gas y electricidad y al valor de los contratos de adquisición de energía. Se registró también los pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones realizadas.

A la fecha de la adquisición no se identificaron pasivos contingentes por lo que no se reconocieron provisiones adicionales a las que figuran en el valor en libros.

El fondo de comercio provisional resultante de esta combinación de negocios fue atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido descrito anteriormente, a los beneficios y sinergias que se prevén que surjan como consecuencia de la integración también mencionada, así como por la existencia del capital humano organizado de Vayu con gran experiencia en los mercados energéticos.

#### Ibereólica Cabo Leones II S.A.

El 15 de diciembre de 2015 se alcanzó un acuerdo para adquirir el 51% de la sociedad Ibereólica Cabo Leones II S.A por Gas Natural Fenosa a través de su filial Global Power Generation Chile S.p.A.. La contabilización definitiva de esta combinación de negocios se llevó a cabo en 2016, dado que fue en este ejercicio cuando se obtuvo la información clave para dicha contabilización y finalizó el plazo de doce meses desde la adquisición que establece la NIIF 3.

Cabo Leones II era un proyecto eólico de 204 MW de potencia que, en las subastas de energía de 2016, resultó adjudicatario de un contrato de suministro de energía al sistema de distribución de Chile por 555 Gwh anuales a partir de 2020.

Con esta adquisición Gas Natural Fenosa materializó su compromiso por entrar en el mercado de generación chileno,

El coste total de la combinación de negocios ascendió a 11 millones de euros. El fondo de comercio se calculó 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 ascendió a 3 millones de euros.

El detalle de los activos netos adquiridos al 1 de enero de 2016 y el fondo de comercio era el siguiente:

Coste de adquisición	11
Valor razonable de los activos netos	8
<b>Fondo de comercio (Nota 5)</b>	<b>3</b>

	<u>Valor razonable</u>	<u>Valor en libros</u>
Inmovilizado intangible (Nota 5)	23	1
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>23</b>	<b>1</b>
Pasivo por impuesto diferido (Nota 21)	6	-
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	1	1
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>7</b>	<b>1</b>
<b>Activos netos adquiridos</b>	<b>16</b>	<b>-</b>
<b>Participaciones no dominantes (Nota 13)</b>	<b>8</b>	
<b>Valor razonable de los activos netos adquiridos</b>	<b>8</b>	
Precio de compra	11	
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes en la filial adquirida	-	
<b>Coste de adquisición neto</b>	<b>11</b>	

En el proceso de asignación del precio de compra, se identificaron los activos susceptibles de ser revalorizados a partir del balance de Ibereólica Cabo Leones II S.A. a 1 de enero de 2016, correspondientes a activos intangibles representados por el valor de las autorizaciones necesarias para la explotación del parque. Se registraron también los pasivos por impuestos diferidos correspondientes a la revalorización realizada.

La valoración de dichos activos netos de Ibereólica Cabo Leones II S.A. se realizó, básicamente, de acuerdo con la siguiente metodología:

- El negocio se valoró 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 eran observables en el mercado.
- Los principales parámetros empleados en la valoración fueron una tasa de descuento del 9,2% y una tasa de crecimiento del 0%.
- Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones y que se basaban en las previsiones sectoriales y en el análisis de la información histórica eran, la evolución del precio de energía en el mercado Chileno, así como las horas de viento estimadas durante el periodo de vida útil de la instalación.

#### Otras adquisiciones

En el mes de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa adquirió, a través de GPG, el 100% de las sociedades Inca de Varas I, S.A. e Inca de Varas II, S.A., por un importe inicial de 1 millón de euros, correspondiente básicamente al inmovilizado intangible. Estas sociedades estaban iniciando el desarrollo de una instalación de generación solar fotovoltaica en Chile de 120 MW.

Por otro lado, en el mes de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa adquirió, a través de GPG el 85% de las sociedades Sobral I Solar Energia SPE Ltda. y Sertao I Solar Energia SPE Ltda., por un importe conjunto de 1 millón de euros correspondiente básicamente al inmovilizado intangible. Estas sociedades estaban iniciando el desarrollo básicamente de dos instalaciones de generación solar fotovoltaica en Brasil con una potencia conjunta de 60 MW.

Si dichas operaciones hubieran tenido lugar el 1 de enero de 2016 el impacto de las operaciones sobre el importe neto de la cifra de negocios y el resultado consolidado no hubiera sido significativo.

La contabilización de todas las combinaciones de negocios descritas en esta Nota ha sido determinada de manera definitiva en 2017 sin cambios respecto la contabilización provisional de 2016.

### Nota 32. 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)	10
Energía San Juan S.A.	Distribución de electricidad	Argentina	60	39
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)	10-13
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A.y Unión Fenosa Generadora Torito, S.A.	Generación de electricidad	Costa Rica	20	5-13
Gas Natural Fenosa Generación S.L.U., S.A. y Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.	Generación hidráulica de electricidad	España	14-65	5-46
Gas Natural México S.A. de C.V.y Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	Distribución de gas	México	30 (prorrogables 15)	10-21
Europe Maghreb Pipeline Ltd	Transporte de gas	Marruecos	25 (prorrogables)	4
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. y Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí, S.A.	Distribución de electricidad	Panamá	15	11
Gas Natural Perú, S.A.	Distribución de gas	Perú	20 años prorrogables	17

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 y Perú, 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”.

### Nota 33. 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 Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol, S.A. (Repsol) y Global Infrastructure Partners III (GIP) y sociedades relacionadas.

- 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 34.
- 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)	2017				2016			
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo		Accionistas significativos		Sociedades del grupo	
	"la Caixa"	Repsol			GIP	"la Caixa"		
Gastos financieros	1.509	-	-	55	2.799	-	-	100
Arrendamientos	-	-	-	5	-	-	-	5
Recepción de servicios	11.955	14.045	-	10.426	15.160	8.853	-	25.954
Compra de bienes (1)	-	345.504	-	330.014	-	236.845	-	300.478
Otros gastos (2)	35.265	-	-	-	24.541	-	-	-
<b>Total gastos</b>	<b>48.729</b>	<b>359.549</b>	-	<b>340.500</b>	<b>42.500</b>	<b>245.698</b>	-	<b>326.537</b>
Ingresos financieros	653	-	-	154	247	-	-	415
Arrendamientos	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	559	38.629	-	21.430	462	1.363	-	22.079
Venta de bienes (1)	22.971	817.607	-	44.812	25.909	694.196	-	44.240
Otros ingresos	-	-	-	2.296	-	-	-	2.007
<b>Total ingresos</b>	<b>24.183</b>	<b>856.236</b>	-	<b>68.692</b>	<b>26.618</b>	<b>695.559</b>	-	<b>68.741</b>

Otras transacciones (en miles de euros)	2017				2016			
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo		Accionistas significativos		Sociedades del grupo	
	"la Caixa"	Repsol			GIP	"la Caixa"		
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos (3)	-	10.879	-	-	-	424.651	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (4)	1.323.987	-	-	3.436	513.062	-	-	11.211
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (5)	362.465	-	-	-	274.528	-	-	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria) (6)	119.541	-	-	-	123.316	-	-	-
Garantías y avales recibidos	160.000	-	-	-	100.000	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	244.558	200.859	200.138	-	424.923	367.291	66.045	-
Otras operaciones (7)	1.030.014	-	-	-	480.720	-	-	-

(\*) Desde el 21 de septiembre de 2016.



Deudores y acreedores comerciales (en miles de euros)	2017				2016			
	Accionistas significativos			Sociedades del grupo	Accionistas significativos			Sociedades del grupo
	“la Caixa”	Repsol	GIP		“la Caixa”	Repsol	GIP	
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	481	68.970	-	17.286	-	77.381	-	8.099
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	-	42.755	-	31.219	-	20.828	-	30.351

- (1) Incluye básicamente compras y ventas de energía. En el caso de sociedades del grupo, corresponde básicamente a operaciones con Unión Fenosa Gas.
- (2) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (3) Incluye básicamente la adquisición de puntos de suministro de GLP conforme el acuerdo firmado el 30 de septiembre de 2015 con Repsol Butano, que se encuentran en el área de influencia de sus zonas de distribución actuales, y que se materializa según se van obteniendo las preceptivas autorizaciones administrativas.
- (4) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (5) Incluye básicamente las cesiones de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con “la Caixa” realizadas durante cada uno de los ejercicios.
- (6) A 31 de diciembre de 2017 las líneas de crédito contratadas con “la Caixa” ascendían a 569.000 miles de euros (569.000 miles de euros a 31 de diciembre de 2016), de las que no se había dispuesto ningún importe. Adicionalmente, “la Caixa” mantiene participaciones en otros préstamos por 119.541 miles de euros (123.316 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).
- (7) En el ejercicio 2017 se incluyen en el apartado “Otras operaciones” con “la Caixa” 915.920 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio y 114.094 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (348.962 miles de euros y 131.758 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

## Nota 34. 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 y al acuerdo de la Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2015, la Sociedad podrá destinar en cada ejercicio a retribuir, a los miembros del Consejo de Administración en su condición de tales, una cantidad máxima de 5 millones de euros.

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 (CA) y Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR), ha ascendido a 4.668 miles de euros (4.573 miles de euros en el ejercicio 2016), según el siguiente detalle expresado en euros:

	Cargo	Consejo	CE	CA	CNyR	Total
D. Isidro Fainé Casas	Presidente	550.000	550.000	-	-	1.100.000
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Vicepresidente Primero	126.500	126.500	-	-	253.000
D. William Alan Woodburn	Vicepresidente Segundo	126.500	126.500	-	25.000	278.000
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Ramón Adell Ramón	Vocal	126.500	126.500	40.000	-	293.000
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	126.500	-	40.000	-	166.500
D. Xabier Añoveros Trías de Bes	Vocal	126.500	-	40.000	-	166.500
D. Marcelino Armenter Vidal	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Mario Armero Montes	Vocal	126.500	-	-	-	126.500
D. Francisco Belil Creixell	Vocal	126.500	126.500	-	25.000	278.000
Dña. Benita María Ferrero-Waldner	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Alejandro García-Bragado Dalmau	Vocal	126.500	-	-	25.000	151.500
Dña. Cristina Garmendia Mendizábal	Vocal	126.500	-	40.000	25.000	191.500
Dña. Helena Herrero Starkie	Vocal	126.500	-	40.000	-	166.500
D. Miguel Martínez San Martín	Vocal	126.500	126.500	-	25.000	278.000
D. Rajaram Rao	Vocal	126.500	126.500	40.000	-	293.000
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal	126.500	-	40.000	-	166.500
		<b>2.574.000</b>	<b>1.688.500</b>	<b>280.000</b>	<b>125.000</b>	<b>4.667.500</b>

Dado que el importe de la retribución por la pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones se ha mantenido invariado, el incremento obedece exclusivamente al mayor número de miembros en las distintas Comisiones a raíz de las modificaciones en el gobierno de corporativo de la sociedad al modificarse en septiembre de 2016 la estructura accionarial de la compañía; la Comisión Ejecutiva ha aumentado en 2 miembros, la Comisión de Auditoría ha aumentado en 4 miembros y la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha aumentado en 2 miembros.

En el ejercicio 2017, al igual que en 2016, no se han percibido importes por otros conceptos.

En el ejercicio 2017 el Consejero Delegado no ha percibido ningún importe por su pertenencia al Consejo de Administración de sociedades participadas (37 miles de euros en 2016). Estos importes se deducen de la retribución variable anual percibida por el Consejero Delegado.

Los importes devengados por el Consejero Delegado por las funciones ejecutivas en concepto de retribución fija, retribución variable anual, retribución variable plurianual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 1.285 miles de euros, 1.131 miles de euros, 757 miles de euros y 16 miles de euros en el ejercicio 2017 (1.212 miles de euros, 1.002 miles de euros, 813 miles de euros y 18 miles de euros en el ejercicio 2016).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 321 miles de euros en el ejercicio 2017 (318 miles de euros en el ejercicio 2016). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 3.648 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (3.241 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

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.

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos con la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo de Gas Natural Fenosa. En el ejercicio 2017, el importe de la prima satisfecha por Gas Natural SDG, S.A. con respecto a la totalidad de la póliza ha ascendido a 109 miles de euros (101 miles de euros en 2016).

El contrato del Consejero Delegado fue modificado en octubre de 2016 suprimiéndose la cláusula de extinción del contrato por cambio relevante en el accionariado de Gas Natural Fenosa y extendiendo su duración a todo su vigente mandato como Consejero de la compañía. Contiene un pacto de preaviso por parte del Consejero Delegado de seis meses salvo caso de fuerza mayor, un pacto de exclusividad durante el ejercicio de las funciones y un pacto de confidencialidad, tanto durante la vigencia del contrato como una vez extinguido el mismo.

El contrato del Consejero Delegado establece una indemnización por importe de tres anualidades de la retribución total a la fecha de la modificación contractual 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 Gas Natural SDG, S.A., por decisión del Consejero Delegado o por finalización del contrato. Adicionalmente y en concepto de pacto no competencia post-contractual durante un año se establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución total.

El contrato prevé la obligación de que la Compañía tenga suscrita una póliza de seguro de responsabilidad civil.

### **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 al Consejo de Administración ninguna situación de conflicto de intereses 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 Auditoría, se han abstenido, en cada caso, aquel o aquellos Administradores relacionados con la parte vinculada implicada.

Los Administradores no han llevado a cabo, durante los ejercicios 2017 y 2016, 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.

Durante 2017 un total de 11 personas han formado parte del Comité de Dirección de los cuales uno es mujer, habiéndose producido un alta en el mes de abril.

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 5.507 miles de euros, 2.595 miles de euros, 1.641 miles de euros y 108 miles de euros en el ejercicio 2017 (4.827 miles de euros, 2.553 miles de euros, 1.852 miles de euros y 120 miles de euros en el ejercicio 2016).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 2.564 miles de euros en el ejercicio 2017 (2.389 miles de euros en el ejercicio 2016). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 26.367 miles de euros a 31 de diciembre de 2017 (22.121 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

El personal directivo no ha percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni tiene concedidos créditos. A 31 de diciembre de 2017 el personal directivo no tiene concedidos anticipos (175 miles de euros a 31 de diciembre de 2016). A 31 de diciembre de 2017, Gas Natural Fenosa ha concedido avales sobre créditos del personal directivo por importe de 754 miles de euros. A 31 de diciembre de 2016 no había avales concedidos. No se han percibido indemnizaciones ni en 2017 ni 2016.

Los contratos suscritos con el personal directivo contienen una cláusula que establece una indemnización de entre dos y tres anualidades y media de retribución en determinados casos de extinción de la relación laboral y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.

### **Nota 35. Pasivos y activos contingentes, garantías y compromisos**

#### **Pasivos y activos contingentes**

Las sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa son parte en ciertas disputas judiciales y extrajudiciales dentro del curso ordinario de sus actividades. A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que se hallan incurso las sociedades de Gas Natural Fenosa son las siguientes:

##### *Reclamaciones contribuciones PIS y COFINS 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 denominados PIS y COFINS pagadas por Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG., sociedad participada en un 54,2% por Gas Natural Fenosa. La instancia administrativa confirmó dicha resolución en marzo de 2007, por lo que la sociedad interpuso el recurso ante la jurisdicción contencioso-administrativa (Tribunal Federal do Rio de Janeiro). Posteriormente, se notificó el 26 de enero de 2009 una acción civil pública contra CEG por los mismos hechos. El importe total de esta cuota tributaria cuestionada, incluyendo intereses, ascendía a 386 millones de reales brasileños (97 millones de euros). En noviembre de 2015 el mencionado Tribunal de primera instancia dictó una sentencia estimando parcialmente el recurso de CEG, reduciendo el importe total hasta 260 millones de reales brasileños (66 millones de euros). Esta reducción del importe de la contingencia no será definitiva hasta que se agoten las posibles vías de recurso, cuya duración aproximada se estima preliminarmente en otros cuatro años. Gas Natural Fenosa ha recurrido la sentencia y considera, junto con los asesores legales de la compañía, que incluso el importe reducido no tiene fundamento.

##### *Arbitraje Qatar Gas*

En mayo de 2015, Gas Natural Fenosa inició un procedimiento arbitral contra Qatar Liquefied Gas Company Limited con el fin de que, entre otros aspectos, se fijaran los precios para los suministros de gas que recibe de dicha compañía. Gas Natural Fenosa ha solicitado una rebaja de precio y el suministrador un aumento. El laudo se ha notificado el 3 febrero de 2018 y contiene diversos pronunciamientos que requieren de negociaciones entre las partes, si bien de su análisis resulta que los efectos, positivos o negativos, en caso de producirse, no afectarían significativamente a los estados financieros

##### *Reclamación contra Metrogas, S.A.*

Transportadora de Gas del Norte S.A. interpuso varias demandas contra Metrogas, S.A., sociedad chilena participada en un 54,2% por Gas Natural Fenosa, ante distintos Juzgados Nacionales de primera Instancia en lo Civil y Comercial de Argentina por supuestos incumplimientos contractuales en el transporte de gas argentino hacia Chile ocurridos durante la crisis del gas argentino. En abril de 2017 Metrogas, S.A. ha recibido notificación judicial por la que se dicta acumulación de los procesos, de modo que el importe total asciende a 227 millones de USD (189 millones de euros). Los procedimientos se hallan en fase probatoria.

##### *Incentivo medioambiental a las centrales de carbón en España*

En 2007, las autoridades españolas introdujeron un régimen (incentivo medioambiental) para apoyar la instalación de nuevos filtros de óxido de azufre en las centrales de carbón existentes. Hasta la fecha, Gas Natural Fenosa ha ingresado 63 millones de euros por este incentivo. En noviembre de 2017 la Comisión Europea ha abierto una investigación para determinar si dicho incentivo se ajusta a las normas sobre ayudas estatales de la Unión Europea.

## *Unión Fenosa Gas*

Desde 2014, Egyptian Natural Gas Holding (EGAS), empresa pública egipcia, dejó de suministrar gas a Unión Fenosa Gas, sociedad participada en un 50% por Gas Natural Fenosa, y dejó de pagar el canon de uso de la planta de licuefacción de Damietta. Ello provocó que Unión Fenosa Gas presentara diversas reclamaciones en sede arbitral (Madrid, El Cairo y CIADI) contra dicho suministrador, que solicitó la nulidad del contrato, y contra la República Árabe de Egipto. Por lo que respecta al suministro de gas, en diciembre de 2017 ha finalizado el arbitraje contra EGAS con sede en El Cairo, con un laudo que confirma la posición de Unión Fenosa Gas sobre el incumplimiento de las obligaciones, quedando pendiente de resolución los arbitrajes con sede en Madrid y el arbitraje CIADI.

Gas Natural Fenosa considera que no se derivarán pasivos significativos por los riesgos descritos en el apartado de esta Nota.

## **Garantías**

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, las garantías prestadas por Gas Natural Fenosa eran las siguientes:

- Avales prestados ante terceros, básicamente por compromisos de inversiones, construcciones y expansión de red de distribución, concursos, licitaciones y contratos de sus actividades por importe de 1.251 millones de euros (1.332 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- Avales correspondientes a las obligaciones económicas contraídas por la participación en el sistema gasista español (MIBGAS) y en el sistema eléctrico español (MEFF y OMIE) por 598 millones de euros (481 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- Avales financieros correspondientes a la garantía del cumplimiento de las obligaciones de préstamos recibidos por sociedades participadas por 100 millones de euros (126 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- Garantías por las emisiones de deuda realizadas por las sociedades del grupo Gas Natural Capital Markets, S.A., Gas Natural Finance, B.V., Unión Fenosa Preferentes, S.A.U. y Gas Natural México S.A. de C.V. por un importe total de 12.879 millones de euros (11.982 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- Garantías por las obligaciones de los contratos de compra y transporte de gas y de fletamento de buques de gas de las sociedades del grupo Gas Natural Aprovisionamientos, S.A. y Gas Natural Europe, S.A.S.
- Garantía irrevocable por Gas Natural SDG, S.A. de todos los pasivos y compromisos de Vayu Ltd y sus subsidiarias en Irlanda a 31 de diciembre de 2017, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 357 de la Ley de Sociedades de Irlanda de 2014, para depositar los estados financieros consolidados de Gas Natural Fenosa en lugar de sus estados financieros individuales, en base a la sección 1 (b) que permite dicha Ley.

Dado que las garantías mencionadas se otorgan básicamente con el fin de garantizar el cumplimiento de obligaciones contractuales o compromisos de inversiones, los acontecimientos que llevarían a su ejecución, y por tanto el desembolso en efectivo, serían incumplimientos por Gas Natural Fenosa de sus obligaciones en relación al curso ordinario de su actividad, lo cual se considera que tiene una probabilidad de ocurrencia remota. Gas Natural Fenosa estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2017, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales y garantías prestados, no serían significativos.

## Compromisos contractuales

Las siguientes tablas presentan los compromisos contractuales de adquisición y de venta a 31 de diciembre de 2017:

Adquisición	A 31 de diciembre de 2017						
	Total	2018	2019	2020	2021	2022	y siguientes
Compras de energía (1)	71.707	6.647	6.165	6.188	5.894	4.449	42.364
Transporte de energía (2)	3.423	462	478	503	523	140	1.317
Inversión (3)	726	600	84	39	1	1	1
Arrendamientos operativos (4)	266	92	45	38	17	16	58
Compras de combustible nuclear	35	17	18	-	-	-	-
<b>Total obligaciones contractuales</b>	<b>76.157</b>	<b>7.818</b>	<b>6.790</b>	<b>6.768</b>	<b>6.435</b>	<b>4.606</b>	<b>43.740</b>

Venta	A 31 de diciembre de 2017						
	Total	2018	2019	2020	2021	2022	y siguientes
Ventas de energía (5)	15.140	3.154	1.966	1.601	1.083	857	6.479
Prestación servicios por cesión capacidad (6)	3.366	233	248	293	263	268	2.061
<b>Total obligaciones contractuales</b>	<b>18.506</b>	<b>3.387</b>	<b>2.214</b>	<b>1.894</b>	<b>1.346</b>	<b>1.125</b>	<b>8.540</b>

- 1) Refleja básicamente los compromisos a largo plazo para comprar gas natural por importe de 71.108 millones de euros 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 2017.

También incluye los compromisos a largo plazo para comprar energía eléctrica, calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2017.

- 2) Recoge 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 2017. Asimismo, incluye los costes operativos asociados a los contratos de fletamento de buques de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero, tanto de los seis buques que están en operación (Nota 18), como de los dos buques en construcción (Nota 6), cuya entrada esta prevista en el ejercicio 2018.
- 3) Refleja básicamente los compromisos de inversión por la construcción de dos buques de transporte de gas cuya entrada está prevista en el ejercicio 2018 (Nota 6), por la construcción de nuevas instalaciones de generación eléctrica y por el desarrollo de la red de distribución de gas y electricidad.
- 4) Refleja principalmente los compromisos por arrendamientos operativos de buques, que vencen en 2020, así como los compromisos por arrendamientos de edificios.

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 hasta el ejercicio 2019 prorrogable a valor de mercado por periodos sucesivos de tres años con carácter potestativo para Gas Natural Fenosa y con carácter obligatorio para Torre Marenstrum, S.L.

Adicionalmente, incluye los arrendamientos operativos sin opción de compra de cinco inmuebles en Madrid (Avenida San Luis 77, Antonio López 193, Acanto 11-13, Avenida América 38 y Calle Lérida) por un periodo de diez años que, salvo en el caso de Avenida América 38, son prorrogables por cinco años más (Nota 6).

- 5) 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 2017.
- 6) 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 2017.

### Nota 36. Honorarios auditores de cuentas

Los honorarios devengados en miles de euros por las distintas sociedades que utilizan la marca PwC son:

	Miles de euros					
	2017			2016 <sup>(1)</sup>		
	PwC Auditores, S.L.	Resto red PwC	Total	PwC Auditores, S.L.	Resto red PwC	Total
Servicios de auditoría	2.249	1.271	3.520	1.905	1.512	3.417
Servicios de verificación y relacionados con la auditoría <sup>(2)</sup>	383	230	613	572	256	828
Otros servicios <sup>(2)</sup>	146	1.059	1.205	137	96	233
<b>Total honorarios</b>	<b>2.778</b>	<b>2.560</b>	<b>5.338</b>	<b>2.614</b>	<b>1.864</b>	<b>4.478</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

(2) En PwC Auditores, S.L., estos epígrafes incluyen informes de verificación de información no financiera, comfort letters y asesoramiento en materia de sostenibilidad

Adicionalmente, otras firmas auditoras han prestado a diversas sociedades del grupo los siguientes servicios:

	Miles de euros	
	2017	2016 <sup>(1)</sup>
Servicios de auditoría	1.468	2.257
Servicios de verificación y relacionados con la auditoría	-	-
Otros servicios	662	336
<b>Total honorarios</b>	<b>2.130</b>	<b>2.593</b>

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

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 reclasificadas a operaciones interrumpidas y que ascienden a 624 miles de euros los devengados por las distintas sociedades que utilizan la marca PwC y a 61 miles de euros los devengados por otras firmas de auditoría (ascendiendo a 489 miles de euros y a 50 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 por los mismos conceptos).

### Nota 37. Medio Ambiente

#### Actuaciones ambientales

La Estrategia Ambiental se desarrolla en cuatro ejes ambientales que están definidos en función de los vectores clave en la gestión ambiental de la compañía:

- Clima y aire: Reducir las emisiones con nuestras operaciones y fomentar el uso de energía sostenible.
- Agua: Promover el uso eficiente y responsable del agua.
- Capital Natural: Minimizar los impactos sobre los ecosistemas e impulsar el capital natural.
- Economía Circular: Optimizar el consumo y potenciar la recirculación de recursos.

Para materializar estas líneas, la gestión ambiental de Gas Natural Fenosa se basa en el modelo ISO 14001, cuyo buen funcionamiento es verificado periódicamente y proporciona los elementos necesarios para asegurar la mejor gestión ambiental. En este contexto, en 2017 se concluyó la adaptación al nuevo referencial de 2015 y se amplió la certificación de la gestión ambiental a sociedades de distribución eléctrica y de gas en Chile.

En materia de clima y aire, Gas Natural Fenosa basa su estrategia en cinco líneas de acción: la reducción de las emisiones en nuestras operaciones a través de energías bajas en carbono y renovables, la disminución de las emisiones mediante eficiencia energética, el desarrollo de servicios y productos sostenibles, la integración de la variable climática en la gestión interna y en la determinación del impacto y el desempeño. Durante 2017 se ha registrado un aumento en materia de emisiones directas de CO<sub>2</sub> con respecto a 2016 como consecuencia directa de una reducción significativa de la generación no emisora en España por las condiciones meteorológicas adversas, lo que ha supuesto un

aumento de la producción térmica y por lo tanto un aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Como consecuencia de ello, ha aumentado también la emisión específica por unidad de energía generada respecto a 2016.

En lo relativo a la gestión del agua, en 2017 se llevaron a cabo actuaciones enfocadas a la optimización del consumo y la reducción del vertido, el fomento del uso sostenible en grupos de interés, la incorporación en la toma de decisiones y la determinación del impacto y el desempeño. A pesar de ello, en 2017 se produjo un incremento uso del agua, debido principalmente, a la mayor demanda en la actividad de las centrales térmicas de carbón y ciclos combinados.

En el ejercicio 2017, Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo múltiples actuaciones en materia de capital natural y biodiversidad, todas ellas alineadas con la reducción y compensación de nuestros impactos, la potenciación del valor de los entornos naturales y la determinación de nuestro impacto en el capital natural.

Dentro del eje de economía circular, se han llevado a cabo actuaciones asociadas a la optimización del consumo de materias primas, la reducción de la generación de residuos, la contribución al desarrollo de regulación y la determinación del impacto y el desempeño.

Las actuaciones ambientales realizadas en el ejercicio 2017 han alcanzado un total de 96 millones de euros (90 millones de euros en el ejercicio 2016), de los que 17 millones de euros corresponden a inversiones ambientales y 79 millones de euros a gastos incurridos en la gestión ambiental de las instalaciones, excluidos los derivados del mercado de carbono. Entre estas actuaciones cabe destacar las relativas a la mejora de la seguridad de centrales nucleares, de los sistemas de combustión en centrales térmicas para la reducción de emisiones de NO<sub>x</sub>, a la mejora de las instalaciones de generación hidráulica así como al lanzamiento de nuevos productos de energía fotovoltaica en el segmento de soluciones energéticas.

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 2017 las emisiones totales de CO<sub>2</sub> 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 11,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (10,4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2016).

Gas Natural Fenosa desarrolla cada año una estrategia para gestionar su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, adquiriendo los mismos a través de su participación activa tanto en el mercado primario, como en el secundario. Además, tiene una inversión comprometida de aproximadamente 1 millón de euros en proyectos primarios y fondos de carbono, para el aprovisionamiento de créditos de emisión.

## **Nota 38. Acontecimientos posteriores al cierre**

Con fecha 16 de enero de 2018 Gas Natural Fenosa, a través de su programa Euro Medium Term Notes (EMTN), realizó una emisión de bonos por un importe de 850 millones de euros y vencimiento en enero de 2028, con un cupón anual del 1,5%. Los recursos obtenidos por dicha emisión se han destinado a una recompra de bonos con vencimientos entre 2019 y 2023 que ha sido completada el 23 de enero de 2018, por un importe de 916 millones de euros.

\*\*\*\*\*



## ANEXO I Sociedades de Gas Natural Fenosa

### 1. Sociedades dependientes

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación 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 Río 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 Redes GLP, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Holder de Negocios de Gas, S.A.U.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Nedgia Andalucía, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Nedgia Aragón, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Nedgia Balears, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Nedgia Castilla La-Mancha, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	95,0	95,0
Nedgia Castilla y León, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,1	90,1
Nedgia Catalunya, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Nedgia Cegas, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	99,7	99,7
Nedgia Galicia, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	68,5	68,5
Nedgia Madrid, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Nedgia Navarra, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Nedgia Redes Distribución Gas, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Nedgia Rioja, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	87,5	87,5
Nedgia, S.P.A. (4)	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Comercializadora Metrogas, S.A. de CV (3)	México	Distribución de gas	I.G.	100,0	85,0
Gas Natural México, S.A. de CV (3)	México	Distribución de gas	I.G.	85,0	85,0
Gas Natural Fenosa Perú, S.A.	Perú	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Distribución, S.A.	España	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Furnizare Energie, S.R.L. (4)	Moldova	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	100,0
Red Unión Fenosa, S.A. (4)	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
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	63,9	63,9
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.P.A.	Italia	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Metragaz, 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	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Serviços, S.A.	Brasil	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Serviconfort Colombia, S.A.S. (4)	Colombia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. (3)	México	Comercialización de gas	I.G.	100,0	85,0
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
Gas Natural Fenosa LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Sagane, S.A.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Europe, S.A.S.	Francia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa LNG GOM Limited	Irlanda	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa LNG International Ltd	Irlanda	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa LNG Marketing Ltd	Irlanda	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa LNG Singapore Pte. Ltd	Singapore	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Vendita Italia, S.P.A. (4)	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Puerto Rico, Inc	Puerto Rico	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
La Energía, S.A.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
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
Mataró Energía Sostenible, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	51,1	51,1
Vayu Energy, Ltd	Irlanda	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Vayu Ltd	Irlanda	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Vayu Energy, Ltd (UK)	Reino Unido	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Berrybank Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	74,0
Crookwell Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	74,0
Ryan Corner Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	74,0
Sertao i Solar Energía, SPE, Ltda	Brasil	Generación de Electricidad	I.G.	85,0	63,8
Sobral i Solar Energía, SPE, Ltda	Brasil	Generación de Electricidad	I.G.	85,0	63,8
GPG Solar Chile 2017 SpA	Chile	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Iberólica Cabo Leones II, S.A.	Chile	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	38,3
Inca de Varas I	Chile	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Inca de Varas II	Chile	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Parque Eólico Vientos del Pacífico, S.p.A	Chile	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Hidroeléctrica Río San Juan S.A.S. ESP	Colombia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Almar Ccs, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
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	48,8
Unión Fenosa Generadora Torito, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	65,0	48,8
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 Alcohólicas, S.A., En Liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	82,3	82,3
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	75,0	75,0
Fenosa Wind, S.L.U.	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, 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.	75,0	75,0
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

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
Global Power Generation, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	75,0	75,0
J.G.C. Cogeneración Daimiel, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	97,6	97,6
P.E. El Hierro, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0
P.E. Montamarta, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0
P.E. Nerea, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0
P.E. Peñaroldana, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0
Sociedad de Tratamiento Hornillos, 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
Sociedad Parque Eólico Mouriños, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
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 de Almazán, S.L., en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	90,0	90,0
Iberáfrica Power Ltd. (4)	Kenia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
El Gritón Solar S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	80,0	60,0
Fuerza y Energía Bii Hioxo, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	38,3
Generadora Palamara La Vega, S.A.	Rep. Dominicana	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
GPG Energía México, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
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	70,0
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	78,8
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	75,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A.	Costa Rica	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A.	Costa Rica	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Soluziona Technical Services, Llc. En Liquidación	Egipto	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.L.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Operación y Mantenimiento Energy, S.A.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Proyectos Balmes México, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A.	Guatemala	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
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	75,0
Unión Fenosa Operación México S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Gas Natural Fenosa Engineering Panamá, S.A.	Panamá	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
Gas Natural Fenosa Technology INC	Puerto Rico	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Operations & Maintenance Energy Uganda Ltd	Uganda	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
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.U.	España	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, DAC.	Irlanda	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Natural Servicios, 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
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. (4)	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 (3)	México	Servicios	I.G.	100,0	85,0
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V. (3)	México	Servicios	I.G.	100,0	85,0
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. (4)	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
Invergás, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Global Power Generation Australia Pty, Ltd.	Australia	Sociedad de cartera	I.G.	98,7	74,0
Global Power Generation Chile, S.p.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
Gas Natural Distribución Latinoamérica, S.A.	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 Fenosa Internacional, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Nedgia, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
La Propagadora del Gas Latam, S.L.U.	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 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	75,0
GPG México, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
Buenergía Gas & Power, Ltd.	Islas Cayman	Sociedad de cartera	I.G.	95,0	71,3
First Independent Power (Kenya), Ltd. (4)	Kenia	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
Unión Fenosa México, S.A. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
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	75,0
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), Ltd	Sudáfrica	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
<b>Grupo CGE:</b>					
Compañía General de Electricidad, S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	97,2	97,0

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
Agua Negra S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	97,0
Energía San Juan S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	97,0
Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	98,0	97,0
CGE Argentina S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	97,0
CGE Magallanes S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,9	96,9
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	94,6
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	92,7	87,9
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	94,2	88,6
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	88,6	85,9
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	55,2	53,5
Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,0
Energy Sur Ingeniería, S.A.	Chile	Servicios	I.G.	55,0	53,4
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,0
Novanet S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,0
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,0
Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,0
TV Red S.A.	Chile	Servicios	I.G.	90,0	48,2
CGE Gas Natural, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	97,4	92,1
Aprovisionadora Global de Energía, S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	60,2	55,4
Gas Sur S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	92,1
Innergy Holdings S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	60,0	55,3
Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	55,3
Innergy Transportes S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	55,3
Metrogas S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	60,2	55,4
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	Infraestructuras de gas	I.G.	56,7	52,2
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	I.G.	60,0	55,3
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. en liquidación	Islas Cayman	Infraestructuras de gas	I.G.	56,7	52,2
Centrogas S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	55,4
Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	55,4
Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	Servicios	I.G.	99,9	55,3
GN Holding Argentina Comercializadora, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	92,1
GN Holding Argentina, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	92,1
Sociedad Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	92,1
CGE Servicios, S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	100,0

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.
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 18, que también se asignan a la Sociedad dominante.
4. Sociedades registradas como Mantenedas para la venta

## 2. Sociedades de negocios conjuntos

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
<b>Grupo UF Gas:</b>					
Unión Fenosa Gas, S.A.	España	Comercialización de gas	M.P.	50,0	50,0
Segas Services, S.A.E.	Egipto	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	40,7
Spanish Egyptian Gas Company S.A.E.	Egipto	Infraestructuras de gas	M.P.	80,0	40,0
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U, En Liquidación	España	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	50,0
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.U.	España	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	50,0
Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.	España	Comercialización de gas	M.P.	100,0	50,0
Unión Fenosa Gas Infraestructuras B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	M.P.	100,0	50,0
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación (3)	México	Distribución de gas	M.P.	51,3	43,6
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. (3)	México	Comercialización de gas	M.P.	50,0	42,5
ENER RENOVA, S.A.	Chile	Generación de Electricidad	M.P.	40,0	40,0
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
ENER Renova España, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	40,0	40,0
Energías Eólicas de Fuerteventura, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	39,6	36,6
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
P.E. Cinseiro, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
Sociedad Gestora de Parques Eólicos Andalucía, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	21,0	21,0
Toledo PV, A.E.I.E	España	Generación de Electricidad	M.P.	33,3	33,3
Ghesa Ingeniería y Tecnología, S.A.	España	Servicios Ingeniería	M.P.	41,2	41,2
EcoEléctrica Holding, LLC.	Puerto Rico	Sociedad de cartera	M.P.	50,0	35,6
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	Generación de Electricidad	M.P.	100,0	35,6
EcoEléctrica LLC	Puerto Rico	Sociedad de cartera	M.P.	100,0	35,6
<b>Grupo CGE:</b>					
Gascart S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	50,0	46,0
Gasnor S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	97,4	46,0
Gasmarket S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	50,0	46,0
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	80,5	48,5
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	48,5
Empresa Jujeña de Energía S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	43,7
Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	43,7
Norelec S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	50,0	48,5
Dimater, S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	100,0	48,5
Empresa de Construcción y Servicios, S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	100,0	48,5

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
Noanet, S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	100,0	48,5
Gasoductos GasAndes, S.A. (Argentina)	Argentina	Infraestructuras de gas	M.P.	47,0	26,0
Andes Operaciones y Servicios S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	50,0	27,7
Gas Natural Producción, S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	36,2	33,3
Gasoductos GasAndes, S.A. (Chile)	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	47,0	26,0
GNL Chile S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	33,3	18,5

- (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 18, que también se asignan a la Sociedad dominante.

### 3. Entidades de operaciones conjuntas

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
Cilento Reti Gas, S.R.L. (3)	Italia	Distribución de gas	I.P.	60,0	60,0
Bezana / Beguenzo	España	Infraestructuras de gas	I.P.	55,6	55,6
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
Rodaballo	España	Infraestructuras de gas	I.P.	4,0	4,0
Tánger Larrache	Marruecos	Infraestructuras de gas	I.P.	24,0	24,0
Central Térmica de Anllares, A.I.E.	España	Generación de electricidad	I.P.	66,7	66,7
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E	España	Generación de Electricidad	I.P.	19,1	19,1
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 Anllares	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, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0
UTE ESE Clece - 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

(2) Porcentaje correspondiente de la Sociedad Matriz sobre la filial

(3) Sociedades registradas como Mantenidas para la venta



#### 4. Sociedades asociadas

Sociedad	País	Actividad	Método	% Participación Total	
			de Consolidación (1)	% Participación Control (2)	% Participación Patrimonial
Gas Natural, S.A. ESP (3)	Colombia	Distribución de gas	M.P.	41,9	41,9
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP (3)	Colombia	Distribución de gas	M.P.	77,5	32,4
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP (3)	Colombia	Distribución de gas	M.P.	62,2	15,4
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP (3)	Colombia	Distribución de gas	M.P.	54,5	22,8
Qalhat LNG S.A.O.C.	Omán	Infraestructuras de gas	M.P.	7,4	3,7
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
Bluemobility System, S.L. En Liquidación	España	Servicios	M.P.	20,0	20,0
CER's Commercial Corp	Panamá	Servicios	M.P.	25,0	18,8
Gas Natural Servicios, S.A.S.	Colombia	Servicios	M.P.	100,0	41,9
Kromschroeder, S.A.	España	Servicios	M.P.	44,5	44,5
Inimo Ingeniería, S.L.	España	Servicios	M.P.	100,0	44,5
Torre Marenostrum, S.L.	España	Servicios	M.P.	45,0	45,0

(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

(3) Sociedades registradas como Mantenidas para la venta

## ANEXO II Variaciones en el perímetro de consolidación

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2017 han sido las siguientes:

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	Derechos de voto adquiridos /dados de baja (%)	Derechos de voto tras la operación (%)	Método de integración tras la operación
Línea Trasmisión Cabo Leones, S.A.	Enajenación	1 de enero	50,0	-	-
Proyectos Balmes México, S.A. DE C.V.	Constitución	1 de enero	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa LNG Singapore PTE. LTD.	Constitución	1 de enero	100,0	100,0	Global
Vayu Energy, B.V.	Liquidación	28 de febrero	100,0	-	-
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E.	Liquidación	26 de abril	100,0	-	-
Lanzagorta y Palmes 2, S.L.	Adquisición	7 de junio	100,0	100,0	Global
Compañía General de Electricidad, S.A.	Ampliación capital	1 de julio	0,3	96,9	Global
Compañía General de Electricidad, S.A.	Amortización acciones propias	30 de noviembre	0,1	97,0	Global
CGE Gas Natural, S.A.	Ampliación capital	1 de julio	5,7	91,7	Global
CGE Gas Natural, S.A.	Amortización acciones propias	11 de diciembre	0,4	92,1	Global
Global Power Generation Australia Pty, Ltd.	Adquisición	5 de julio	1,7	98,7	Global
Parque Eólico Vientos del Pacífico, S.p.A	Adquisición	7 de julio	100,0	100,0	Global
GPG Solar Chile 2017, S.p.A.	Adquisición	21 de agosto	100,0	100,0	Global
Agua Negra S.A.	Ampliación capital	25 de septiembre	3,1	100,0	Global
Energía San Juan S.A.	Ampliación capital	25 de septiembre	3,1	100,0	Global
Los Andes Huarpes S.A.	Ampliación capital	25 de septiembre	3,5	100,0	Global
El Gritón Solar S.A. de C.V.	Adquisición	26 de octubre	80,0	80,0	Global
Gas Natural Fenosa Renovables Ruralia, S.L.U.	Adquisición	20 de noviembre	24,0	75,0	Global
Operación y Mantenimiento Energy Mexico, S.A. de C.V. en Liquidación	Liquidación	6 de diciembre	100,0	-	-
Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L.	Adquisición	13 de diciembre	2,8	36,6	Participación
Castrios, S.A.	Enajenación	14 de noviembre	33,3	-	-
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Liquidación	10 de noviembre	50,0	-	-
Gas Natural, S.A. ESP	Enajenación	22 de diciembre	17,2	41,9	Participación
Inimo Ingeniería, S.L.	Adquisición	27 de diciembre	100,0	100,0	Participación

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2016 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
Renovables Aragón, S.L.U	Adquisición	1 de marzo	100,0	100,0	Global
Alas Capital Gas Natural, S.A.	Enajenación	11 de marzo	40,0	-	-
Gas Natural Chile, S.A.	Constitución	30 de marzo	56,6	56,6	Global
Sociedad Inversiones Atlántico, S.A.	Constitución	31 de marzo	55,1	55,1	Global
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	Liquidación	25 de abril	99,0	-	-
Regasificadora del Noroeste, S.A.	Enajenación	28 de abril	11,6	-	-
Leo-Ras, S.L.	Adquisición	15 de mayo	100,0	100,0	Global
Aprovisionadora Global de Energía, S.A.	Constitución	1 de junio	36,9	36,9	Global
Unión Fenosa Financial Services USA, Llc	Liquidación	29 de junio	100,0	-	-
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	20 de julio	0,2	96,7	Global
Gas Natural Redes GLP, S.A.	Constitución	21 de julio	100,0	100,0	Global
Enervent, S.A.	Enajenación	28 de julio	26,0	-	-
Infraestructuras de Gas, S.A.	Enajenación	29 de julio	85,0	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Enajenación	31 de julio	50,0	-	-
Vayu Ltd	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
Vayu Energy, Ltd	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
Vayu Energy, Ltd (UK)	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
Vayu Energy B.V.	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
LNG GOM Limited	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
LNG International Resources Ltd	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
LNG Marketing Ltd	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
Gas Natural Wind 6, S.L.	Liquidación	2 de agosto	60,0	-	-
Gas Natural Chile, S.A.	Adquisición	8 de agosto	37,9	94,5	Global
Gasco S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Gasco GLP S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Gasmar S.A.	Enajenación	8 de agosto	35,2	-	-
Hualpén Gas S.A.	Enajenación	8 de agosto	17,6	-	-
Autogasco S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Enajenación	8 de agosto	46,9	-	-
Automotive Gas Systems S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Inversiones Invergas S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Inversiones Atlántico S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Campanario Generación S.A.	Enajenación	8 de agosto	11,0	-	-
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	38,6	-	-
JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	38,6	-	-
Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	27,0	-	-
Montagas S.A. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	12,9	-	-
Energas S.A. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	10,9	-	-
Tecnet, S.A.	Enajenación	9 de agosto	100,0	-	-
Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L.	Constitución	31 de agosto	39,6	39,6	Participación
CGE Gas Natural, S.A.	Constitución	14 de octubre	100,0	100,0	Global
GNL Quintero, S.A.	Enajenación	8 de noviembre	20,0	-	-
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	15 de diciembre	0,2	97,0	Global
Hormigones del Norte, S.A.	Enajenación	16 de diciembre	100,0	-	-
Sobral i Solar Energía SPE, Ltda	Adquisición	19 de diciembre	85,0	85,0	Global
Sertao i Solar Energía SPE, Ltda	Adquisición	19 de diciembre	85,0	85,0	Global
Inca de Varas I	Adquisición	20 de diciembre	100,0	100,0	Global
Inca de Varas II	Adquisición	20 de diciembre	100,0	100,0	Global
Gasifica, S.A.	Liquidación	27 de diciembre	100,0	-	-
Gas Galicia SDG, S.A.	Adquisición	29 de diciembre	6,9	68,5	Global
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Pérdida de control	31 de diciembre	85,4	-	-
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Pérdida de control	31 de diciembre	85,4	-	-
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.	Pérdida de control	31 de diciembre	85,4	-	-

### ANEXO III Sociedades del grupo fiscal Gas Natural

Las sociedades pertenecientes al grupo fiscal Gas Natural son las siguientes:

---

Gas Natural SDG, S.A.	La Energía, S.A.
Boreas Eólica 2, S.A.	La Propagadora del Gas Latam, S.L.U.
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	Lignitos de Meirama, S.A.
Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	Nedgia, S.A.
Europe Mahgreb Pipeline Limited	Nedgia Andalucía, S.A.
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	Nedgia Aragón, S.A.
Fenosa Wind, S.L.	Nedgia Baleares, S.A.
Fenosa, S.L.U.	Nedgia Castilla-La Mancha, S.A.
Gas Natural Almacén Andalucía, S.A.	Nedgia Castilla y León, S.A.
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	Nedgia Catalunya, S.A.
Gas Natural Capital Markets, S.A.	Nedgia Cegas, S.A.
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Nedgia Madrid, S.A.
Gas Natural Distribución Latinoamérica, S.A.	Nedgia Navarra, S.A.
Gas Natural Exploración, S.L.	Nedgia Redes Distribución de Gas, S.A.
Gas Natural Fenosa Electricidad Colombia, S.L.	Nedgia Rioja, S.A.
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.
Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.	Parque Eólico el Hierro, S.L.
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Generación, S.L.U.	Parque Eólico Montamarta, S.L.
Gas Natural Fenosa Internacional, S.A.	Parque Eólico Nerea, S.L.
Gas Natural Fenosa LNG, S.L.	Parque Eólico Peñaroldana, S.L.
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	Petroleum, Oil & Gas España, S.A.
Gas Natural Informática, S.A.	Sagane, S.A.
Gas Natural Redes GLP, S.A.	Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	Sociedad Parque Eólico Mouriños, S.L.U.
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Societat Eòlica de l'Enderrocada, S.A.
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	Tratamiento Cinca Medio, S.L.
Gas Natural Wind 4, S.L.U.	Tratamiento de Almazán, S.L.
General de Edificios y Solares, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
Global Power Generation, S.A.	Unión Fenosa Financiación, S.A.
Holding de Negocios de Gas, S.A.U.	Unión Fenosa Minería, S.A.
JGC Cogeneración Daimiel, S.L.	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 2017 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 6 de febrero de 2018 y se firman, a continuación, de conformidad por todos los Administradores, en cumplimiento del artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

D. Isidro Fainé Casas  
Presidente

D. Josu Jon Imaz San Miguel  
Vicepresidente Primero

D. William Alan Woodburn  
Vicepresidente Segundo

D. Rafael Villaseca Marco  
Consejero Delegado

D. Ramón Adell Ramón  
Consejero

D. Enrique Alcántara-García  
Irazoqui  
Consejero

D. Xabier Añoveros Trias de Bes  
Consejero

D. Marcelino Armenter Vidal  
Consejero

D. Mario Armero Montes  
Consejero

D. Francisco Belil Creixell  
Consejero

Dña. Benita María Ferrero-  
Waldner  
Consejera

D. Alejandro García-Bragado  
Dalmau  
Consejero

Dña. Cristina Garmendia  
Mendizábal  
Consejera

Dña. Helena Herrero Starkie  
Consejera

D. Miguel Martínez San Martín  
Consejero

D. Rajaram Rao  
Consejero

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla  
Consejero

**INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO**

## Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2017

### Índice

1. Principales hitos y magnitudes básicas	2
2. Modelo de negocio y creación de valor	5
3. Entorno, riesgos y oportunidades	10
4. Gobierno corporativo	17
5. Resultado del ejercicio	21
5.1. Compromiso con los resultados	21
5.2. Excelencia en el servicio	48
5.3. Gestión responsable del medio ambiente	51
5.4. Interés por las personas	54
5.5. Seguridad y salud	58
5.6. Cadena de suministro responsable	62
5.7. Compromiso social	64
5.8. Integridad y transparencia	68
6. Evolución previsible del Grupo	73
7. Innovación sostenible	75

### Anexos

I. Información adicional	78
II. Medidas alternativas de rendimiento	79
III. Glosario de indicadores no financieros	81
IV. Acerca de este informe	83
V. Informe de revisión independiente de la información no financiera	86
VI. Informe Anual de Gobierno Corporativo	
VII. Informe de revisión independiente del SCIIF	

## 1. Principales hitos y magnitudes básicas

### 1.1. Principales hitos del ejercicio 2017

#### Enero a marzo

- Gas Natural Fenosa realiza una emisión de bonos de 1.000 millones de euros a 10 años con un cupón anual de 1,375%.
- Renueva su presencia en el índice de sostenibilidad *FTSE4Good* por decimoquinto año consecutivo.
- Obtiene el reconocimiento *Gold Class*, según el Anuario de la sostenibilidad 2017 de *RobecoSam*.
- Gas Natural Fenosa destina 4,5 millones de euros para evitar situaciones de desamparo en clientes vulnerables.
- La compañía se coloca un año más entre las compañías certificadas como *Top Employers* en España por las condiciones laborales que ofrecen a sus empleados.
- Gas Natural Fenosa realiza una emisión de bonos de 1.000 millones de euros a 7 años con cupón anual de 1,125%.

#### Abril a junio

- Gas Natural Fenosa Renovables invertirá 700 millones de euros tras la adjudicación de 667 MW de energía eólica en la subasta realizada por el Gobierno de España.
- Gas Natural Fenosa participa en la iniciativa europea *Make Power Clean* para promover un mercado europeo eléctrico más limpio.
- Inaugura el Centro de Control Integrado de Hidráulicas en Ourense.

#### Julio a septiembre

- Gas Natural Fenosa y el Banco Europeo de Inversiones (BEI) firman un préstamo de 450 millones de euros para parques eólicos y distribución eléctrica en España y firma con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) un préstamo de 200 millones de euros para financiar su plan de inversiones hasta 2020.
- Gas Natural Fenosa firma con ING su primer "crédito sostenible" de 330 millones de euros.
- Se adjudica 250 MW de potencia fotovoltaica en la nueva subasta de renovables lo que supondrá una inversión de 165 millones de euros.
- Gas Natural Fenosa firma un acuerdo para vender una participación minoritaria del 20% en la sociedad titular de los activos de distribución de gas natural en España por 1.500 millones de euros.
- Gas Natural Fenosa es galardonada en los Premios Internacionales de Seguridad y Sostenibilidad de Dupont.
- Gas Natural Fenosa obtiene el liderazgo en el sector *Gas Utilities* del índice de Sostenibilidad *Dow Jones Sustainability Index*.
- Gas Natural Fenosa en el TOP 5 de las mejores empresas para trabajar según Actualidad Económica.
- Gas Natural Fenosa, a través de su filial GPG, pone en operación comercial su primer proyecto de generación fotovoltaica en Brasil, de 68MW.

#### Octubre a diciembre

- Gas Natural Fenosa acuerda con 2i Rete Gas y Edison la venta de sus sociedades y activos en Italia.
- Gas Natural Distribución pasará a ser Nedgia en el cumplimiento del principio de separación de actividades establecido en la Directiva Europea 2009/73/EC (gas).
- Gas Natural Fenosa lanza su primera emisión de bonos verdes de 800 millones de euros para financiar proyectos renovables con un cupón anual de 0,875%.
- Acuerda la venta de su participación en distribución de gas en Colombia al fondo canadiense *Brookfield*.
- La compañía, en colaboración con el tecnólogo noruego Connect LNG, ha desarrollado DirectLink LNG, el primer sistema flotante de transferencia de GNL *Ship to Shore* del mundo.
- Renueva su pertenencia al Índice Euronext Vigeo, en sus dos variantes Europe 120 y Eurozone 120.



## Desempeño financiero (millones de euros)

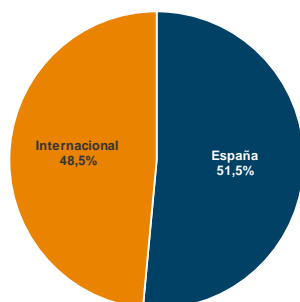
### Notas sobre la información financiera

- La información financiera de Gas Natural Fenosa contiene magnitudes elaboradas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), así como las denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) que se consideran magnitudes ajustadas respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con las NIIF. Se incluye como Anexo al Informe de gestión consolidado la definición de las MAR utilizadas.
- La cuenta de resultados consolidada y las magnitudes operativas del período 2016 han sido re-expresadas por discontinuidad del negocio de distribución de gas en Italia y en Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia, de comercialización de gas en Italia y de generación de electricidad en Kenia, en aplicación de la NIIF 5.

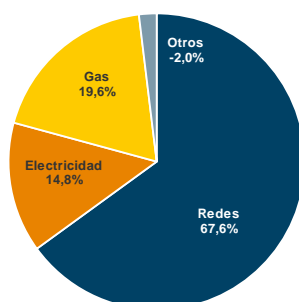
### Principales magnitudes económicas

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	23.306	21.908	6,4
Ebitda	3.915	4.664	(16,1)
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	1.360	1.347	1,0
Inversiones, netas	1.597	2.225	(28,2)
Deuda financiera neta (a 31/12)	15.154	15.423	(1,7)

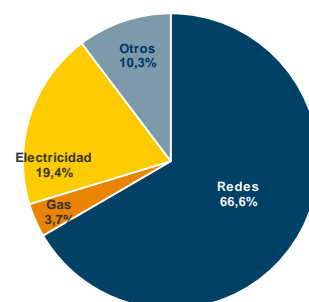
Ebitda por zona geográfica 2017 (%)



Ebitda por negocios 2017 (%)



Inversiones por negocios 2017 (%)



### Principales ratios financieros

	2017	2016
Endeudamiento	45,3%	44,8%
Ebitda / Coste deuda financiera neta	6,4x	6,3x
Deuda financiera neta / Ebitda	3,9x	3,3x
ROA (Retorno de los activos)	2,9%	2,9%

### Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2017	2016
Nº de acciones medio (en miles) <sup>1</sup>	1.000.478	1.000.468
Cotización a 31/12 (euros)	19,25	17,91
Capitalización bursátil a 31/12 (millones de euros)	19.263	17.922
Beneficio por acción (euros) <sup>1</sup>	1,36	1,35
Pay out (%)	73,6	74,3
Dividendo total <sup>2</sup>	1.001	1.001
Dividendo por acción	1,00	1,00
Relación cotización-beneficio (PER)	14,2	13,3
EV/ Ebitda	8,8	7,1

<sup>1</sup> Calculado considerando el número medio ponderado de acciones propias a lo largo del ejercicio.

<sup>2</sup> Considerando el importe total equivalente destinando a dividendos. En 2017, incluye dividendo complementario por 671 millones de euros pendiente de aprobación por la Junta General de Accionistas.

## 1.2. Desempeño operativo

<b>Distribución</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Distribución de gas (GWh)	460.014	426.510
Distribución de electricidad (GWh)	53.670	65.586
Puntos de suministro de gas (en miles)	10.491	10.224
Puntos de suministro de electricidad (en miles)	7.447	7.324
Red de distribución de gas (km)	116.181	113.083
Longitud líneas distribución y transporte de electricidad (km)	214.399	215.894
<b>Gas</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Suministro de gas España (GWh)	176.053	178.916
Suministro de gas Resto (GWh)	183.978	146.541
<b>Suministro de gas total (GWh)</b>	<b>360.031</b>	<b>325.457</b>
<b>Electricidad</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Capacidad instalada España (MW)	12.716	12.716
Capacidad instalada Internacional (MW)	2.732	2.590
<b>Capacidad instalada total (MW)</b>	<b>15.448</b>	<b>15.306</b>
Producción neta España (GWh)	27.953	28.504
Producción neta Internacional (GWh)	18.436	17.857
<b>Producción neta total (GWh)</b>	<b>46.389</b>	<b>46.361</b>

## 1.3. Desempeño ambiental y social

<b>Medio Ambiente</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Factor de emisión (t CO <sub>2</sub> /GWh)	431	411
Emisiones de GEI <sup>1</sup>	20,5	19,5
Capacidad instalada libre de emisiones (%)	22,4	22,1
Producción neta libre de emisiones (%)	9,7	16,4
<b>Interés por las personas</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Nº de empleados al cierre del ejercicio <sup>2</sup>	15.375	15.502
Horas de formación por empleado	38,4	51,0
Hombres/mujeres (%)	71/29	71/29
<b>Seguridad y Salud</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Nº de accidentes con baja	45	65
Índice de frecuencia	1,3	1,72
<b>Compromiso con la sociedad e integridad</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Valor económico distribuido (millones de euros)	22.402	21.478
Comunicaciones recibidas por la Comisión del Código Ético (nº)	141	178

<sup>1</sup> GEI: gases efecto invernadero, medidas como CO<sub>2</sub> equivalente (alcance 1).

<sup>2</sup> No incluye número de empleados en los negocios clasificados como operaciones interrumpidas (1.396 personas en 2017 y 1.727 personas en 2016).

## 2. Modelo de negocio y creación de valor

### 2.1. Modelo de negocio

Gas Natural Fenosa es un grupo energético integrado que suministra gas y electricidad a casi 18 millones de clientes. Su negocio se centra en la distribución y comercialización del gas y en la generación, distribución y comercialización de electricidad. Además, desarrolla otras líneas de negocio, como los servicios energéticos, que favorecen la diversificación de las actividades y los ingresos, anticipándose a las nuevas tendencias del mercado, atendiendo las necesidades específicas de los clientes y ofreciéndoles un servicio integral no centrado únicamente en la venta de energía.

La **misión** de Gas Natural Fenosa es:

<b>Atender a las necesidades de...</b>	<b>Con visión...</b>	<b>Basados en nuestros valores</b>
Nuestros accionistas	Ofrecer una rentabilidad creciente y sostenible	<ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Compromiso con los resultados</li><li>&gt; Orientación al cliente</li><li>&gt; Sostenibilidad</li><li>&gt; Interés por las personas</li><li>&gt; Responsabilidad social</li><li>&gt; Integridad</li></ul>
Nuestros clientes	Ser líderes en continuo crecimiento con presencia multinacional ofreciendo productos de calidad y respetuosos con el medio ambiente	
Nuestros empleados	Ofrecer oportunidades de desarrollo profesional y personal	
La sociedad	Contribuir positivamente a través de un compromiso de ciudadanía global	

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 los siguientes grandes negocios:

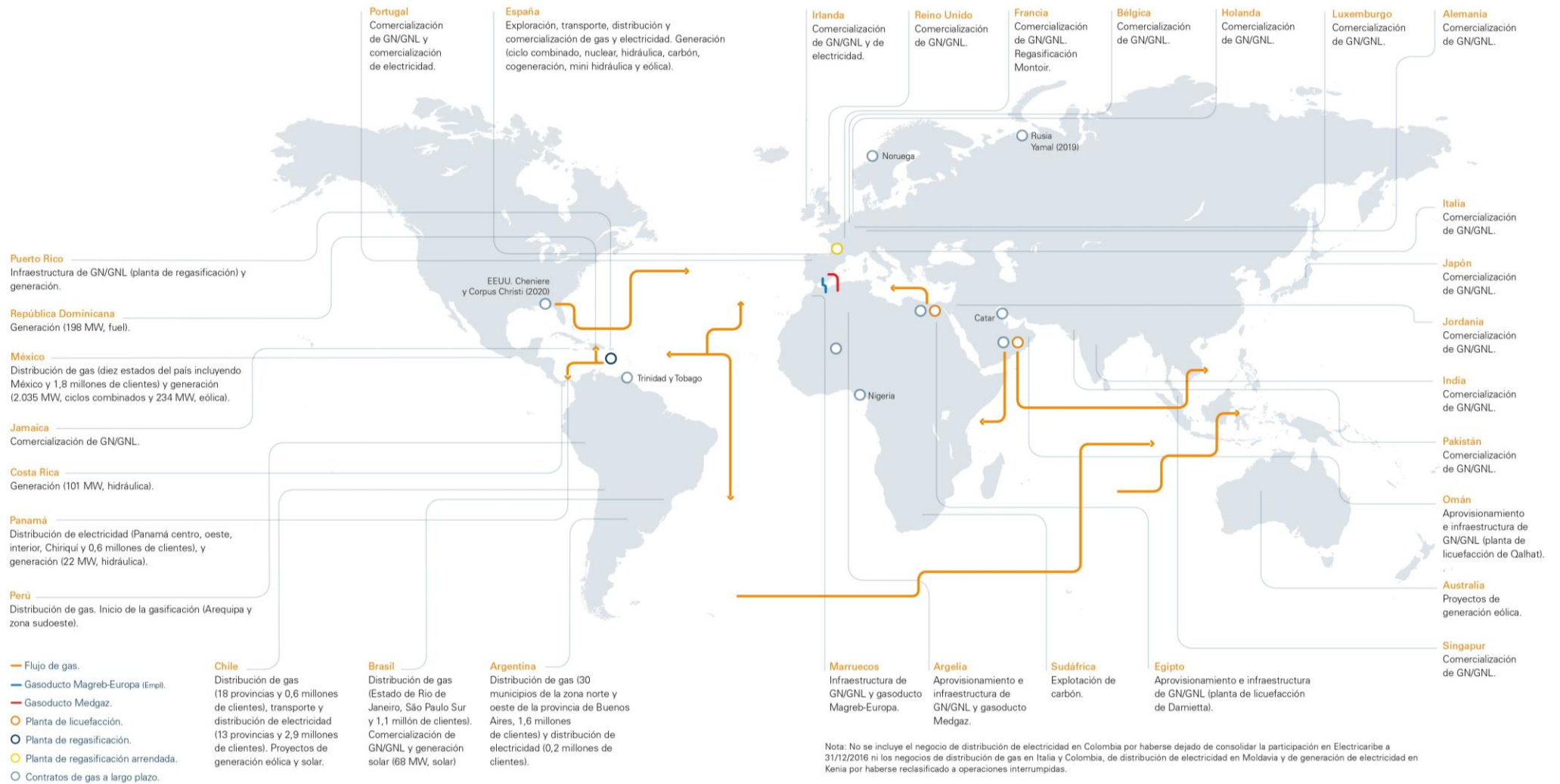
Redes – Distribución de gas	41% ebitda: España y Latinoamérica
Redes – Distribución de electricidad	26% ebitda: España y Latinoamérica
Gas	20% ebitda: Infraestructuras y comercialización
Electricidad	15% ebitda: España e Internacional

Nota: -2% otras actividades

Gas Natural Fenosa tiene un modelo de negocio diferenciado, con un 85% del ebitda procedente de actividades reguladas o cuasi-reguladas y un 49% procedente del ámbito internacional.

A lo largo de la cadena de valor, el modelo de negocio de Gas Natural Fenosa se diferencia por ser líder en el sector del gas y ser un referente en el sector eléctrico, en ambos casos siendo garantía de suministro regular de gas y electricidad, esencial para prestar un servicio de calidad y para el cumplimiento de la función social de la compañía; proporcionar una amplia oferta de servicios de valor añadido e impulsar la innovación sostenible como motor de desarrollo.

## Presencia en el mundo



## 2.2. Líneas de negocio

### Liderazgo en el negocio del gas

	<b>Redes</b>	<b>Gas</b>		
	<b>Distribución de gas</b>	<b>Infraestructuras</b>	<b>Aprovisionamiento</b>	<b>Comercialización</b>
	10,5 millones de puntos de suministro 116.181 kms de red	Seis buques metaneros Dos gasoductos de transporte, Magreb-Europa (Empl) y Medgaz	~ 30 bcm de cartera de suministro	360 TWh de gas suministrado
Nuestro posicionamiento	<p><b>España</b> Líder en España con una cuota de mercado del 69%, distribuyendo gas natural a más de 1.000 municipios en nueve comunidades autónomas y 5,4 millones de clientes.</p> <p><b>Latinoamérica</b> Primera distribuidora de Latinoamérica, donde suministra a más de 5,1 millones de clientes. Presencia en Argentina, Brasil, Chile, México y Perú y en seis de las diez principales ciudades latinoamericanas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seis buques metaneros (0,9 Mm3).</li> <li>- Gestión del principal gasoducto que abastece a la Península Ibérica Magreb-Europa (Empl) y participación del 14,9% en Medgaz.</li> <li>- Participación en la planta de regasificación de Ecoeléctrica y dos plantas de licuefacción (Damietta y Qalhat).</li> <li>- Capacidad de almacenamiento propio de 0,5 bcm y arrendado de 1 bcm.</li> </ul>	<p>Modelo de negocio basado en la diversificación y la flexibilidad, que ha convertido a Gas Natural Fenosa en un operador global con un fuerte perfil internacional.</p> <p>Gas Natural Fenosa tiene contratos de aprovisionamiento con proveedores en todo el mundo, tanto en estado gaseoso (GN) como en forma de gas natural licuado (GNL).</p>	<p>Acceso único a los mercados: casi 11 millones de clientes y ventas de GNL en multitud de países del mundo.</p> <p>Operador global con flexibilidad para explotar mercados que presenten márgenes atractivos.</p> <p>Cuota de mercado del 40% en España.</p> <p>Suministro competitivo a las centrales de ciclo combinado (CCC).</p>
Nuestra fortaleza	Gas Natural Fenosa mantiene una posición destacada en los mercados donde opera, lo que supone una plataforma de crecimiento orgánico, tanto por la captación de nuevos clientes en municipios con gas, como por la expansión de redes a zonas no gasificadas.	<p>Gas Natural Fenosa tiene una infraestructura de gas integrada encaminada a dotar al negocio de gran estabilidad, proporcionar flexibilidad a las operaciones, y permitir transportar el gas hacia las mejores oportunidades de negocio.</p> <p>La capacidad de almacenamiento busca asegurar un suministro constante evitando el impacto de los cambios estacionales o las puntas en la demanda.</p>	Una cartera de contratos de aprovisionamiento diversificada y flexible, que permite capturar mercados de alto valor añadido.	<p>Gas Natural Fenosa tiene una cartera diversificada de clientes finales, actuando como comercializador de gas tanto en España como en el mercado internacional.</p> <p>El posicionamiento en los mercados internacionales está encaminado a extraer márgenes adicionales a través de una adecuada actividad de comercialización.</p> <p>Gas Natural Fenosa es líder en la oferta combinada de energía dual y ofrece una amplia gama de servicios de valor añadido.</p>

## Referente en el negocio eléctrico

	<b>Redes</b>	<b>Electricidad</b>	
	<b>Distribución de electricidad</b>	<b>Generación</b>	<b>Comercialización</b>
	7,4 millones de puntos de suministro 214.399 kms de red	15,5 GW de capacidad de generación	35,2 TWh comercializados
<b>Nuestro posicionamiento</b>	<p><b>España</b> Tercer operador en el mercado español donde distribuye electricidad a 3,7 millones de clientes.</p> <p><b>Latinoamérica</b> Presencia en Argentina, Chile y Panamá (3,7 millones de clientes).</p>	<p><b>España</b> Capacidad de 12,8 GW con presencia relevante en cinco tecnologías: 7 GW centrales de ciclo combinado, 2 GW hidráulica, 2,1 GW carbón, 1,1 GW renovables y 0,6 GW nuclear. La cuota de mercado de Gas Natural Fenosa es de 17,1% en generación no renovable y del 2,1% en generación renovable.</p> <p><b>Internacional</b> Capacidad de 2,7 GW: 2,1 GW centrales de ciclo combinado (México), 0,2 GW fuel (República Dominicana), 0,1 GW hidroeléctrica (Costa Rica y Panamá) y 0,3 GW renovables (México y Brasil).</p>	<p>Líder en los segmentos de gran consumo y residencial con una cuota del mercado total en España del 14,1%.</p> <p>Uno de los agentes principales del mercado español.</p> <p>Oferta combinada de energía dual y amplia gama de servicios de valor añadido.</p>
<b>Nuestra fortaleza</b>	<p>Gas Natural Fenosa tiene una posición de liderazgo en los mercados donde opera.</p> <p>Gas Natural Fenosa es un operador eficiente en términos de costes de operación y mantenimiento del negocio de distribución eléctrica.</p>	<p>La compañía tiene un amplio conocimiento en las tecnologías de generación en las que opera y cuenta con una infraestructura capaz de ajustarse a las necesidades de cada modelo energético y a la realidad de cada país.</p> <p>Gas Natural Fenosa mantiene un buen posicionamiento en España y Latinoamérica, lo que permitirá aprovechar las oportunidades de inversión en generación.</p>	<p>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.</p>

## 2.3. Creación de valor y gestión sostenible

El compromiso con la creación de valor a largo plazo y la gestión sostenible se concreta en la Política de Responsabilidad Corporativa que establece el marco común de actuación que orienta el comportamiento socialmente responsable de la compañía y que fue actualizada y aprobada por el Consejo de Administración en diciembre de 2015, siguiendo las mejores prácticas internacionales y las recomendaciones del Código de Buen Gobierno de las Sociedades Cotizadas.

Esta política asume ocho compromisos con sus grupos de interés:

1. Compromiso con los resultados
2. Excelencia en el servicio
3. Gestión responsable del medio ambiente
4. Interés por las personas
5. Seguridad y salud
6. Cadena de suministro responsable
7. Compromiso social
8. Integridad y transparencia

Estos compromisos son transversales y están presentes en todo el proceso de negocio de la compañía, basado en la generación de riqueza económica, social y ambiental.

Gas Natural Fenosa dispone de capitales esenciales para desarrollar su modelo de negocio, el cual se basa en una gestión responsable y sostenible de todos los recursos de los que se sirve.

Nuestros capitales	Nuestros compromisos	Nuestros resultados	Nuestros grupos de interés
<b>Financiero</b> Cash flow operativo: 2.923 millones de euros Deuda financiera neta: 15.154 millones de euros Patrimonio neto: 18.305 millones de euros	Compromiso con los resultados	<b>Financiero</b> Pay-out: 73,6% Ebitda: 3.915 millones de euros Resultado neto: 1.360 millones de euros	Accionistas
<b>Manufacturado</b> Redes de distribución de gas y electricidad Infraestructuras y contratos de aprovisionamiento Capacidad generación	Excelencia en el servicio Cadena de suministro responsable	<b>Manufacturado</b> Distribución de gas: 460.014 GWh Distribución de electricidad: 53.670 GWh Suministro de gas: 360.031 GWh Producción neta: 46.389 GWh	Clientes
<b>Humano</b> Empleados y subcontratistas Universidad corporativa	Interés por las personas Seguridad y salud	<b>Humano</b> % Plantilla formada: 93,7 Rotación voluntaria: 2,9 Índice frecuencia de accidentes: 1,3	Empleados
<b>Ambiental</b>	Gestión responsable del medio ambiente	<b>Ambiental</b> Emisiones directas de GEI: 20,5 Emisiones CO2/generación: 431	Sociedad
<b>Social</b> Regulación Relación con las comunidades locales Código ético	Compromiso social Integridad y transparencia	<b>Social</b> Valor económico distribuido: 22.402 millones de euros Inversión social: 12,9 millones de euros	

Tras la aprobación de la nueva Política de Responsabilidad Corporativa y siguiendo las recomendaciones del nuevo Código de Buen Gobierno de la CNMV en materia de responsabilidad corporativa, en febrero de 2017 el Consejo de Administración aprobó el Plan Director de Sostenibilidad 2016-2020 que concreta en acciones específicas los compromisos asumidos y facilita el seguimiento de su cumplimiento por el Consejo de Administración y la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Las líneas de acción de cada compromiso se han alineado con el Plan Estratégico y con los planes de cada una de las áreas de negocio y Direcciones del Grupo.

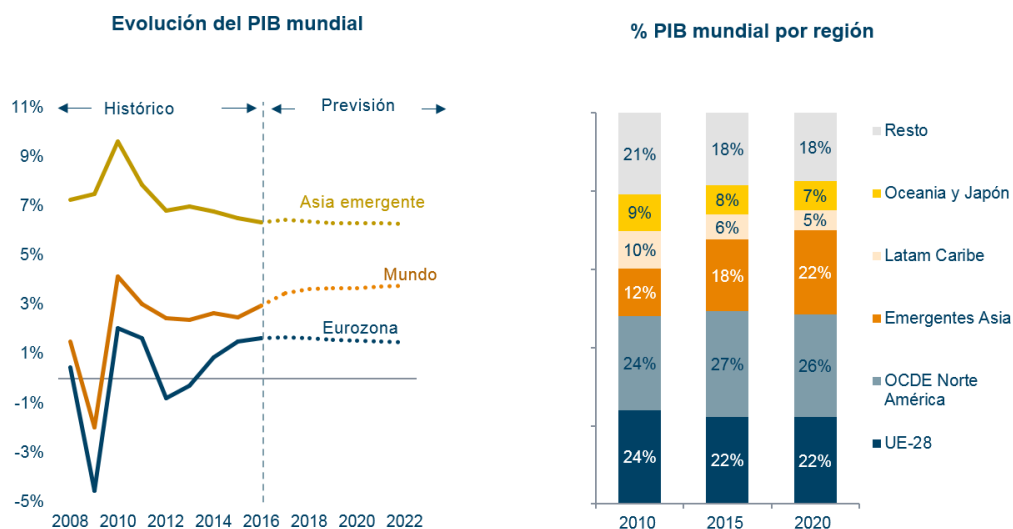
### 3. Entorno, riesgos y oportunidades

#### 3.1. Entorno

##### 3.1.1. Entorno económico con crecimiento moderado

Se consolida un crecimiento mundial a dos velocidades:

- Ralentización en economías desarrolladas: En la Eurozona se prevé que prosiga el proceso de recuperación económica. Por su lado, la economía española gana tracción en un contexto externo más favorable. Aunque España crece por encima de la media de la UE, tenderá a converger a partir de 2020.
- Crecimiento desigual en economías emergentes: Continúa el desplazamiento del epicentro de crecimiento económico mundial hacia Asia, aunque su fuerza disminuye por las dudas de la evolución de China. América Latina deja atrás la desaceleración de los últimos años, pero deberá abordar cambios en sus modelos productivos para ganar competitividad frente a Asia y continuar creciendo. Adicionalmente, algunas de las economías emergentes más relevantes (como Brasil, India o Rusia) crecen por debajo de su potencial debido a los bajos precios de las materias primas, sus dificultades para acelerar inversiones en este contexto.



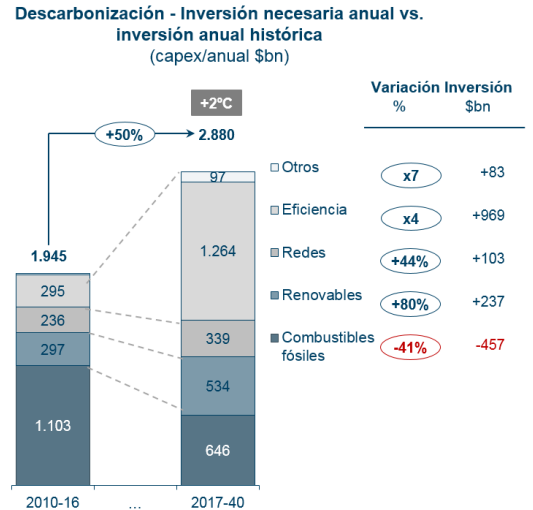
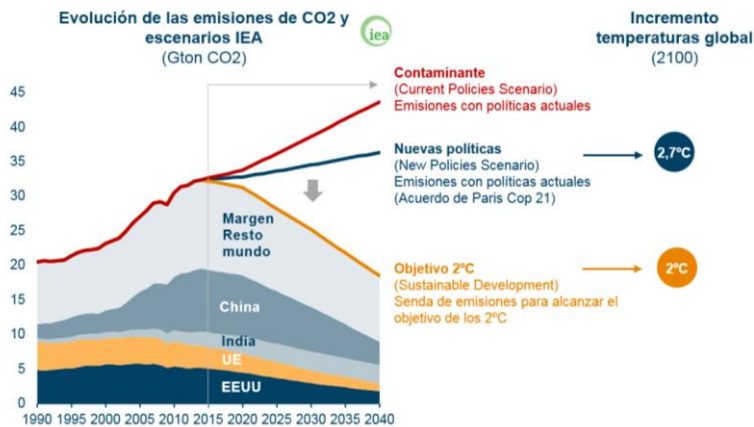
Fuente: FMI y Caixabank Research

##### 3.1.2. Crecimiento de la demanda energética condicionada por las políticas medioambientales y por la incertidumbre sobre el precio de las *commodities*

###### Impacto en la demanda de las políticas climáticas

Los acuerdos de París (Cumbre cambio climático Cop 21) persiguen minimizar el impacto del cambio climático, lo cual implicaría una reducción de emisiones solo posible con una transformación energética a largo plazo. La transformación energética puede ser una oportunidad, ya que requeriría incrementar la inversión, pero reconfiguraría el atractivo de los negocios y las inversiones.





Fuente: IEA World Energy Outlook 2017

### Demanda de energía por regiones

Desde la perspectiva regional, en países desarrollados habrá un mayor grado de desvinculación de la demanda de energía con respecto a la economía, mientras que el foco de crecimiento energético se centrará en países en desarrollo.

En las economías desarrolladas, los objetivos medioambientales y la deslocalización industrial reducen su intensidad energética (demanda energética plana o decreciente).

El crecimiento del consumo energético continúa desplazándose a países en desarrollo:

- Una mayor urbanización, la industrialización y el crecimiento de la clase media aumentan el consumo energético per cápita en estas regiones.
- La generación renovable pasa a ser una alternativa competitiva sin necesidad de ayuda pública en muchas economías en desarrollo, limitando el espacio de crecimiento para la generación térmica en países donde predomina el carbón.

### Mix de combustibles a futuro

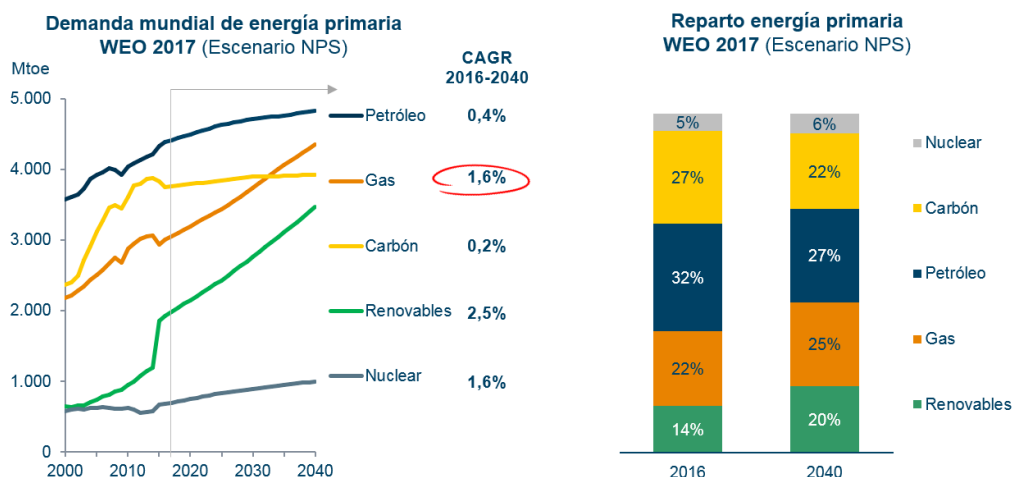
Aunque no existe una única senda para el cumplimiento de los objetivos climáticos, los escenarios más ambiciosos implicarían retos muy relevantes para los combustibles fósiles.

Las renovables, gracias a la reducción de costes de inversión, consolidan su liderazgo y serán la fuente de energía primaria de mayor crecimiento a medio y largo plazo.

El gas natural seguirá siendo la energía fósil de mayor crecimiento en cualquiera de los escenarios de descarbonización, tomando el relevo del carbón en muchos segmentos de consumo.

Tanto el petróleo como sobre todo el carbón, serían los mayores perjudicados de llevarse a cabo una transición hacia el objetivo de 2°C. No obstante, el petróleo seguirá manteniendo su liderazgo como energía primaria más consumida al no contar con alternativas energéticas claras en muchos de sus usos finales (ej. transporte y petroquímica).

En consumo final de energía, la electricidad crecerá al doble de velocidad que cualquier otro combustible. Por un lado, el desarrollo de economías emergentes requiere de mayor uso de aplicaciones eléctricas (motores, sistemas de refrigeración, tecnologías de información, etc). Y por otro lado, la mayor electrificación en el hogar y en el transporte, así como la digitalización contribuirán a este crecimiento de la electricidad como energía final.



Fuente: IEA World Energy Outlook 2017 (escenario *Sustainable Development*)

### Precios de la energía

El fin del ciclo alcista de las materias primas (*commodity supercycle*) junto con la revolución del gas y petróleo no convencional (*shale gas, tight oil...*), han contribuido a un exceso de capacidad de producción de energía, que incrementa la incertidumbre de precios de las *commodities* energéticas:

- aumentando la volatilidad de los precios energéticos
- limitando inversiones en infraestructuras que podrían provocar futuras tensiones de precios

Por su lado, una mayor penetración de generación renovable a coste marginal cero impactará en los precios de los mercados mayoristas eléctricos. Por lo que obligará a que en los próximos años se configuren nuevos mecanismos de mercado con el fin de que se generen incentivos de precio, tanto para la nueva capacidad como para la ya existente.

### **3.1.3. Los desarrollos tecnológicos afectan a varias fases de la cadena de valor de la energía impactando en algunos casos a sus modelos de negocio**

- La tecnología aplicada a exploración y producción de hidrocarburos (aguas profundas, perforación horizontal, *fracking*, etc...) permiten poner en producción vastas reservas a precios competitivos pudiendo reactivar la demanda en ciertos segmentos y regiones.
- Las tecnologías flotantes de almacenaje y regasificación (*FSRUs*) ofrecen un gran potencial para el gas, al poder desarrollar mercados a gran velocidad (< 1 año), siendo estos mercados los que más han contribuido al crecimiento de la demanda de GNL de los últimos años.
- La reducción de costes de generación renovable, consolidan a esta líder en nuevas inversiones de generación eléctrica a nivel mundial.
- La generación solar distribuida requiere aún de ayuda económica, pero es cada vez una solución más atractiva en determinadas regiones, reconfigurando el modelo tradicional de generación centralizada.
- El desarrollo de baterías, tanto en su papel de i) activo de generación, como de ii) soporte a la red o de iii) almacenaje en el punto de consumo es, de momento, una tecnología en fase piloto con incipiente desarrollo en el horizonte de los próximos años.
- El desarrollo del vehículo eléctrico requiere de ayudas para su implantación masiva, pero la reducción de costes y los límites a las emisiones en determinadas urbes pueden provocar una fuerte penetración en menos de una década, aumentando el consumo eléctrico y modificando la curva de carga eléctrica.
- La digitalización, referida al sector energético, como desarrollo de aplicaciones y servicios que transformen la relación con el cliente por una mayor conectividad permitirán optimizar la gestión de la demanda (*smart devices*) e incrementar la cartera de productos y servicios.

## 3.2. Riesgos

### 3.2.1. Modelo de gestión de riesgos

El modelo de gestión de riesgos de Gas Natural Fenosa busca garantizar la predictibilidad del desempeño de la compañía en todos los aspectos relevantes para sus grupos de interés. Esto requiere establecer la tolerancia al riesgo a través de la fijación de límites para las categorías de riesgo más relevantes. Con ello, la compañía puede anticiparse a las consecuencias de la materialización de ciertos riesgos, siendo percibida en los mercados como una compañía sólida y estable, con todos los beneficios que ello conlleva.

Gas Natural Fenosa dispone de un marco que integra la visión de Gobierno, Riesgos y Cumplimiento de la compañía posibilitando una visión integrada de los procesos del grupo, los controles existentes sobre los mismos y el riesgo asociado.



#### Gobierno Corporativo

La gestión preventiva de los riesgos, que incluye cuestiones más allá de la dimensión económica de las actividades, es una de las actuaciones fundamentales en el Buen Gobierno Corporativo de Gas Natural Fenosa. La compañía, en el marco de su política de gestión y control de riesgos, a través del Comité de Riesgos, analiza y aprueba anualmente su perfil de riesgo y establece las medidas necesarias para mitigar este tipo de situaciones. Adicionalmente, la Comisión de Auditoría supervisa el funcionamiento de los sistemas de gestión y control de riesgos.

#### Gestión de Riesgos

Gas Natural Fenosa analiza su perfil global de riesgo de manera continua, a través de la identificación, caracterización y medición de los riesgos de mayor relevancia por su impacto potencial sobre los estados financieros de la compañía. Con ello, se determina el máximo nivel aceptado de exposición al riesgo así como los límites admisibles para su gestión. Estos límites se asignan para cada categoría de riesgo así como en términos globales, constituyendo todo ello el perfil global de riesgo objetivo.

#### Auditoría Interna y Compliance

Las distintas unidades de Auditoría Interna son responsables de desarrollar la función de aseguramiento y control. Para ello, la función de Auditoría Interna tiene un enfoque basado en riesgos, que proporciona aseguramiento independiente no vinculado a la gestión sobre la efectividad del sistema de control interno y de la evaluación y gestión de riesgos en todos los ámbitos del grupo.

## Órganos de gestión de riesgos

Garantizar la predictibilidad y la sostenibilidad en el desempeño operativo y financiero de la compañía es uno de los aspectos clave de la gestión del riesgo en Gas Natural Fenosa, contando para ello con diferentes organismos, con ámbitos de responsabilidad claramente identificados.



### Comisión de Auditoría

Supervisa la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la compañía.

### Comité de Riesgos

Responsable de determinar y revisar el perfil de riesgo objetivo de la compañía. Asimismo, supervisa que toda la organización comprenda y acepte su responsabilidad en la identificación, evaluación y gestión de los riesgos más relevantes.

### Unidades de Riesgos

Responsables de monitorizar y reportar el riesgo asumido, velando por que este se encuentre dentro de los límites definidos por el perfil de riesgo objetivo establecido por el Comité de Riesgos.

### Negocios

Responsables de la gestión del riesgo en sus ámbitos de actuación. Identifican las tendencias y posiciones que puedan implicar riesgo y las reporta a las Unidades de Riesgos. Asimismo, aplican las directrices y criterios de gestión dictaminados por éstas.

### Otras áreas corporativas

Responsables del seguimiento y la gestión de determinados riesgos, debido a su naturaleza específica y las particularidades de los mecanismos de gestión. Destacan la Unidad de Medio Ambiente y Aseguramiento de la Calidad, que se encarga del riesgo ambiental y el cambio climático, y la Unidad de Reputación y Sostenibilidad, gestora del riesgo reputacional. Ambas operan en coordinación con las Unidades de Riesgos.

## Categorías de riesgo

Cada unidad de negocio cuenta con información específica de los principales tipos de riesgos que le pueden afectar. Con ello, se busca facilitar el proceso de toma de decisiones lo que, a su vez, redundará de forma positiva en la compañía pues mejora su rentabilidad, la predictibilidad en su comportamiento y su eficiencia.

El sistema abarca fundamentalmente tres categorías de riesgo:

- Riesgo de mercado, entendido como la incertidumbre relacionada con los precios de las materias primas, tipos de cambio y tipos de interés, los cuales pueden incidir sobre los balances de la compañía, los costes de aprovisionamiento o la capacidad de financiación en los mercados de capitales. El foco de la medición es doble: de corto plazo orientado a la cuenta de resultados, y de largo plazo orientado al valor de la compañía, incorporando la capacidad de generación de recursos del activo y su estabilidad, la variabilidad de la estructura financiera exigible y la volatilidad de factores de descuento aplicables.
- Riesgo de crédito, entendido como el riesgo de solvencia financiera de la cartera comercial de la compañía. Adicionalmente, incorpora la medición a corto plazo de las rentabilidades obtenidas en la colocación de excedentes en entidades financieras, orientada a seleccionar carteras más eficientes.

- Riesgo operacional, entendido como la posible ocurrencia de pérdidas financieras originadas por fallos en procesos, sistemas internos u otros factores. Permite la objetivación del riesgo, determinante en la toma de conciencia en la compañía y en la mejor gestión de su exposición, claves en la percepción del mercado reasegurador en relación a la excelencia operativa en Gas Natural Fenosa.

### 3.2.2. Principales riesgos

Tipo de riesgo	Descripción	Gestión	Métrica	Tendencia
<b>Riesgos de mercado</b>				
Precio de las materias primas	Gas	Volatilidad en los mercados internacionales que determinan el precio del gas.	Coberturas físicas y financieras. Gestión de la cartera.	Estocástica ↑ Desacople entre los contratos de largo plazo y los precios en hubs.
	Electricidad	Volatilidad en los mercados de electricidad en España y Portugal	Coberturas físicas y financieras. Optimización del parque generación.	Estocástica ↑ Penetración de renovables con coste marginal cero y producción intermitente.
Tipo de cambio	Volatilidad en los mercados internacionales de divisa.	Diversificación geográfica. Coberturas mediante financiación en moneda local y derivados. Seguimiento de la posición neta.	Estocástica ← →	Incertidumbre sobre las perspectivas de crecimiento en Latinoamérica.
Tipo de interés	Volatilidad en los tipos de financiación.	Coberturas financieras. Diversificación de fuentes de financiación.	Estocástica ↓	Incremento de la fortaleza financiera, en un contexto de ágil desapalancamiento.
<b>Riesgo de crédito</b>				
Crédito	Incertidumbre sobre la evolución de los ratios de morosidad condicionados por el ciclo económico.	Análisis de solvencia de clientes para definir condiciones contractuales específicas. Proceso de recobro.	Estocástica ← →	Se espera una recuperación lenta en España, acorde con su normalización macroeconómica.
<b>Riesgos operativos</b>				
Regulatorio	Exposición a la revisión de los criterios y niveles de rentabilidad reconocida para las actividades reguladas.	Intensificación de la comunicación con organismos reguladores. Ajuste de eficiencias e inversiones a las tasas reconocidas.	Escenarios ← →	Diferentes unidades de negocio con distintos niveles de maduración.
Volumen	de gas	Desajuste entre la oferta y la demanda de gas.	Optimización de contratos y activos a nivel global.	Estocástica ← → Atonía coyuntural de la demanda en España.
	de electricidad	Reducción del hueco térmico disponible. Incertidumbre en el volumen de producción hidráulica.	Optimización del balance comercialización-generación.	Estocástica ↑ Atonía de la demanda en España, tensionando el hueco térmico ante el incremento de participación en renovables.
Operacional: riesgos asegurables	Accidentes, daños o indisponibilidades en los activos de Gas Natural Fenosa.	Planes de mejora continua. Optimización del coste total de riesgo y de las coberturas.	Estocástica ↓	Desarrollo de unidades específicas de supervisión.

Tipo de riesgo	Descripción	Gestión	Métrica	Tendencia
Operacional: imagen y reputación	Deterioro de la percepción de Gas Natural Fenosa desde diferentes grupos de interés.	Identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales. Transparencia en la comunicación.	Escenarios.	↔ Estabilización de las puntuaciones del índice RepTrak.
Operacional: medio ambiente	Daños al entorno natural y/o social. Evolución de la regulación ambiental.	Planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente ambiental. Pólizas de seguro específicas. Gestión integral ambiental.	Escenarios.	↓ Implantación de un Sistema Integrado de Gestión, certificado y auditado anualmente por Aenor.
Operacional: cambio climático	Evolución de factores medioambientales consecuencia del cambio climático. Regulación orientada a combatirlo.	Posicionamiento corporativo frente al cambio climático.	Escenarios/ Estocástica.	↑ Incertidumbre sobre las políticas a desarrollar orientadas al fomento de la eficiencia energética.
Operacional: exposición geopolítica	Presencia de activos propios o contratos de suministro en áreas geográficas de delicada estabilidad política.	Diversificación entre países y áreas geográficas. Pólizas de seguro específicas.	Escenarios/ Estocástica.	↔ Estancamiento de la situación en Oriente Próximo/ Magreb.

#### Métricas empleadas:

- **Estocástica:** generación de sendas de evolución de las magnitudes más relevantes, tomando como riesgo la máxima desviación respecto al escenario de referencia, de acuerdo a un nivel de confianza predeterminado. Las magnitudes mencionadas son, típicamente, ebitda, beneficio después de impuestos, *cash-flow* o valor.
- **Escenarios:** análisis del impacto respecto al escenario de referencia de un número limitado de posibles incidencias.

Los riesgos de carácter financiero (tipo de interés, tipo de cambio, precio de las materias primas (*Commodities*), riesgo de crédito, riesgo de liquidez) se desarrollan en la Nota 17 de la Memoria Consolidada.

### 3.3. 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.
- **Portfolio de aprovisionamiento de gas natural y 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 de demanda energética y maximizar las oportunidades de nuevos negocios en nuevos mercados.
- **Generación internacional:** Incremento de la capacidad de generación renovable a nivel internacional, dada la competitividad en costes de las energías renovables y la presencia de Gas Natural Fenosa en mercados en crecimiento.

- **Desarrollos tecnológicos e innovación:** Gas Natural Fenosa apuesta por los proyectos de investigación y desarrollo e innovación, como medio para generar un suministro de energía fiable y sostenible.

#### 4. 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 2017, tal y como requiere el artículo 526 de la Ley de Sociedades de Capital.

##### 4.1. Modelo de Gobierno Corporativo

El gobierno en Gas Natural Fenosa se rige según los principios de eficacia y transparencia establecidos de acuerdo con las principales recomendaciones y estándares existentes, asumiendo para ello prácticas avanzadas de gobierno corporativo.

El conjunto de normas de gobierno está formado básicamente por:

- Estatutos Sociales (actualizados en 2017)
- Reglamento del Consejo de Administración y sus comisiones (actualizado en 2016)
- Reglamento de la Junta General de Accionistas (actualizado en 2015)
- Código Interno de Conducta en materias relativas a los Mercados de Valores
- Política de Derechos Humanos
- Código Ético (actualizado en 2015)

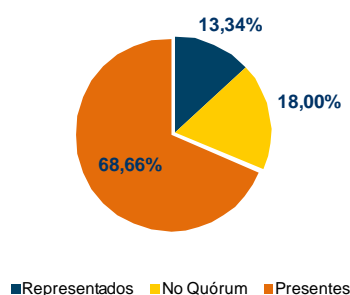
El 21 de septiembre de 2016 los accionistas de Gas Natural Fenosa, Criteria Caixa, S.A.U. (Criteria) y Repsol, S.A. (Repsol) comunicaron la venta a GIP III Canary 1, S.à.r.l. (GIP) de las acciones representativas del 20% (10% en el caso de Criteria y 10% en el caso de Repsol) del capital de Gas Natural SDG, S.A., conforme lo establecido en el contrato de compraventa suscrito el 12 de septiembre de 2016. Como consecuencia de dicha venta en 2016 se modificó la composición del Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa y de sus Comisiones y se fijó en el Reglamento de su Consejo de Administración una mayoría de dos tercios de los consejeros para la aprobación de ciertas materias reservadas. Durante el año 2017, la Junta General de Accionistas nombró por cooptación a los siguientes Consejeros:

- D. Alejandro García-Bragado (dominical Criteria)
- D. Marcelino Armenter (dominical Criteria)
- D. William Woodburn (dominical GIP)
- D. Rajaram Rao (dominical GIP)
- D. Mario Armero (dominical GIP)
- Dña. Helena Herrero (independiente)

##### 4.2. Junta General de Accionistas

Tienen derecho a asistir físicamente los accionistas que, de forma individualizada o agrupadamente con otros, sean titulares de 100 acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación.

Cuórum asistencia a la Junta General de Accionistas 2017 (%): 82,00%



### 4.3. Consejo de Administración

Gas Natural Fenosa estructura el funcionamiento de su máximo órgano de administración, el Consejo de Administración, a través de su funcionamiento en Pleno y en Comisiones, en atención a los requerimientos de la Ley de Sociedades de Capital. Por ello, el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa cuenta con una Comisión de Auditoría y una Comisión de Nombramientos y Retribuciones, que ejercen las funciones que la Ley les encomienda.

Adicionalmente, el Consejo cuenta con una Comisión Ejecutiva, que se ocupa de resolver los asuntos más operativos sobre los que tiene competencias el Consejo.

En ejercicio de sus competencias, el Consejo de Administración, durante 2017, en Pleno o en sus Comisiones, los principales temas considerados han sido los siguientes:

- Seguimiento y supervisión mensual, semestral y anual del desarrollo del negocio.
- Aprobación de cuentas y demás actuaciones exigidas por la normativa contable y/o de mercado de valores.
- Debate estratégico encaminado a la elaboración del nuevo Plan estratégico 2018-2020.
- Presupuestación, plan de financiación, plan de inversiones y demás actuaciones en materia de programación de actividades y disciplina financiera.
- Plan de eficiencias.
- Traslado de sede social.
- Examen de los principales riesgos de la Compañía y de sus sistemas de control.
- Operaciones corporativas, entre las que se encuentran las desinversiones realizadas en Italia, Colombia y en el negocio de distribución de gas en España.
- Actuaciones en materia de gobierno corporativo: además de las habituales (Informe Anual de Gobierno Corporativo, Informe Anual de retribuciones, etc), este año se ha contado con asesoramiento externo en el proceso de evaluación del funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones, de conformidad con las mejores prácticas de Gobierno corporativo.
- Convocatoria de la Junta General de Accionistas, incluyendo propuesta de designación de nuevos consejeros y propuesta de reparto de dividendo.
- Responsabilidad Social Corporativa.

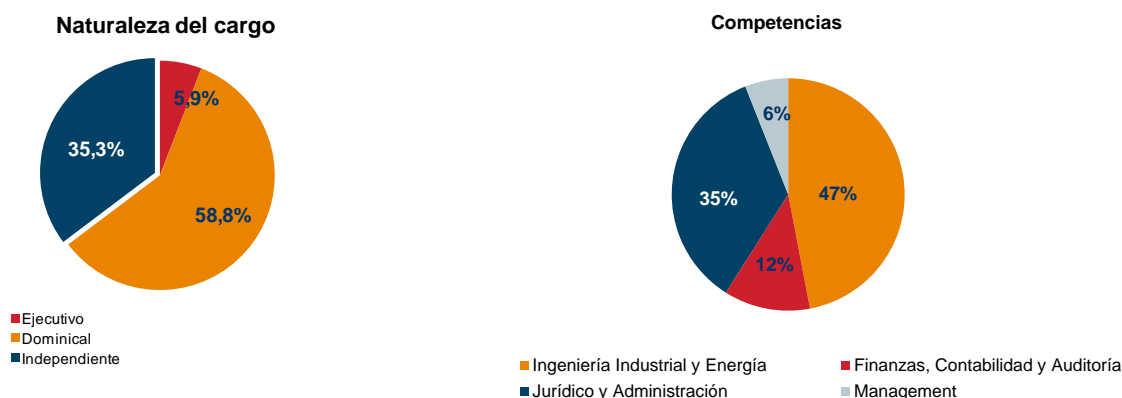
### Composición del Consejo de Administración y las distintas comisiones (a 31 de diciembre de 2017)

Consejo de Administración		Comisión Ejecutiva	Comisión de Auditoría	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Naturaleza del cargo	Antigüedad en el Consejo
Presidente	D. Isidro Fainé Casas	Presidente			Dominical	18/05/2015
Vicepresidente primero	D. Josu Jon Imaz San Miguel	Vocal			Dominical	21/09/2016
Vicepresidente segundo	D. William Alan Woodburn	Vocal		Vocal	Dominical	30/09/2016
Consejero delegado	D. Rafael Villaseca Marco	Vocal			Ejecutivo	28/01/2005
Vocal	D. Ramón Adell Ramón	Vocal	Presidente		Independiente	18/06/2010
Vocal	D. Enrique Alcántara-García Irazoqui		Vocal		Dominical	27/06/1991
Vocal	D. Xabier Añoveros Trias de Bes		Vocal		Independiente	20/04/2012
Vocal	D. Marcelino Armenter Vidal	Vocal			Dominical	21/09/2016
Vocal	D. Mario Armero Montes				Dominical	21/09/2016
Vocal	D. Francisco Belil Creixell	Vocal		Presidente	Independiente	14/05/2015
Vocal	Dña. Benita María Ferrero-Waldner	Vocal			Independiente	14/05/2015
Vocal	D. Alejandro García-Bragado Dalmau			Vocal	Dominical	21/09/2016
Vocal	Dña. Cristina Garmendia Mendizábal		Vocal	Vocal	Independiente	14/05/2015
Vocal	Dña. Helena Herrero Starkie		Vocal		Independiente	04/05/2016
Vocal	D. Miguel Martínez San Martín	Vocal		Vocal	Dominical	14/05/2015
Vocal	D. Rajaram Rao	Vocal	Vocal		Dominical	21/09/2016
Vocal	D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Vocal		Dominical	26/02/2010
Secretario no consejero	D. Manuel García Cobaleda	Secretario no consejero	Secretario no consejero	Secretario no consejero	N/A	29/10/2010

Durante el ejercicio de 2017 no se ha producido ningún cese ni nombramiento de consejeros.



## Perfil del Consejo de Administración (%)



## Actividades y desempeño del Consejo de Administración

### Número de reuniones del Consejo de Administración y sus comisiones

	Consejo de Administración	Comisión Ejecutiva	Comisión de Auditoría	Comisión de Nombramientos y Retribuciones
2017	15	3	10	5
2016	15	6	7	8

## **4.4. Comité de Dirección**

En cuanto a la estructura de dirección de Gas Natural Fenosa, dependiente del Consejero Delegado, existe un Comité de Dirección integrado por:

- D. Rafael Villaseca Marco: Consejero delegado
- D. Carlos J. Álvarez Fernández: Dirección General Económico-Financiera
- D. Sergio Aranda Moreno: Dirección General de Latinoamérica
- D. Antonio Basolas Tena: Dirección General de Estrategia y Desarrollo
- D. José M<sup>a</sup> Egea Krauel: Dirección General de Planificación Energética
- D. Manuel Fernández Álvarez: Dirección General de Negocios Mayoristas de Energía
- D. Antonio Gallart Gabás: Presidente de Compañía General de Electricidad, S.A.
- D. Manuel García Cobaleda: Dirección General de Servicios Jurídicos y Secretaría del Consejo
- D. Jordi García Taberero: Dirección General de Comunicación y Relaciones Institucionales
- D. Daniel López Jordà: Dirección General de Negocios Minoristas de Energía
- D. Antoni Peris Mingot: Dirección General de Negocios Regulados
- D<sup>a</sup>. Rosa María Sanz García: Dirección General de Personas y Recursos

## **4.5. Política de remuneraciones**

### Consejo de Administración

El Informe Anual sobre la remuneración de los consejeros se presentó como punto separado del orden del día y con carácter consultivo a la Junta General de Accionistas celebrada en 2017.

La retribución con respecto a los consejeros, por su pertenencia al Consejo y sus comisiones, está compuesta exclusivamente por unas asignaciones fijas que se determinan en función de los cargos desempeñados.

El Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, acordó mantener, sin variación, para el ejercicio 2017, las mismas retribuciones por la pertenencia al Consejo de Administración y a la Comisión Ejecutiva (que se han aplicado desde 2007) y

las retribuciones como miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y como miembro de la Comisión de Auditoría (que se han aplicado desde 2015).

Retribución por pertenencia al Consejo de Administración y sus comisiones (euros/anuales):

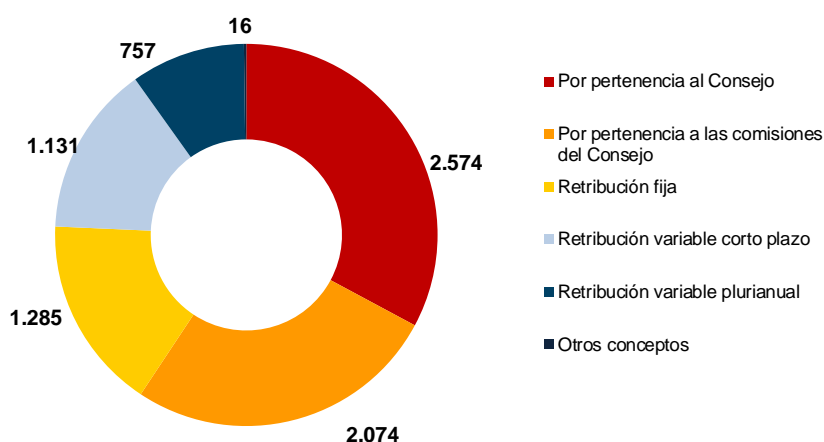
Presidente del Consejo de Administración	550.000
Consejero	126.500
Presidente de la Comisión Ejecutiva	550.000
Miembro de la Comisión Ejecutiva	126.500
Miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones	25.000
Miembro de la Comisión de Auditoría	40.000

La política de retribución con respecto al consejero delegado, por sus funciones ejecutivas, se fundamenta en los siguientes aspectos:

Concepto	Objetivo	Criterios
Retribución fija	Retribuir el nivel de responsabilidad de estas funciones.	Se asegura que la retribución sea competitiva respecto de la aplicada por las compañías comparables.
Retribución variable anual	Vincular la retribución con los resultados de la compañía a corto plazo.	Se calcula valorando la consecución de objetivos del ejercicio: económicos (ebitda, resultado neto, fondo de maniobra operativo/cifra de negocios), de eficiencia (consecución de sinergias), de crecimiento de negocio (incremento neto de puntos de suministro de gas y ventas de GNL en el exterior) y de calidad, seguridad y siniestralidad (índice de siniestralidad, índices medioambientales y satisfacción clientes).
Retribución variable plurianual	Fortalecer el compromiso con la consecución de los objetivos establecidos en los planes estratégicos.	Se calcula aplicando el grado de consecución de objetivos económicos de optimización y disciplina financiera (ebitda, deuda neta/ebitda, capitalización bursátil y valor empresa/ebitda) cada uno con una ponderación del 25%.  Se encuentran vigentes los programas de retribución 2015-2017, 2016-2018 y 2017-2019.
Otros conceptos	Garantizar las prestaciones asistenciales y generales de la compañía.	Seguros de salud y vida. Bonificación energía.

Adicionalmente, la retribución se complementa con aportaciones al plan de pensiones y al seguro de ahorro colectivo.

**Retribución agregada del Consejo de Administración devengada en 2017 por tipo de retribución (miles de euros):**

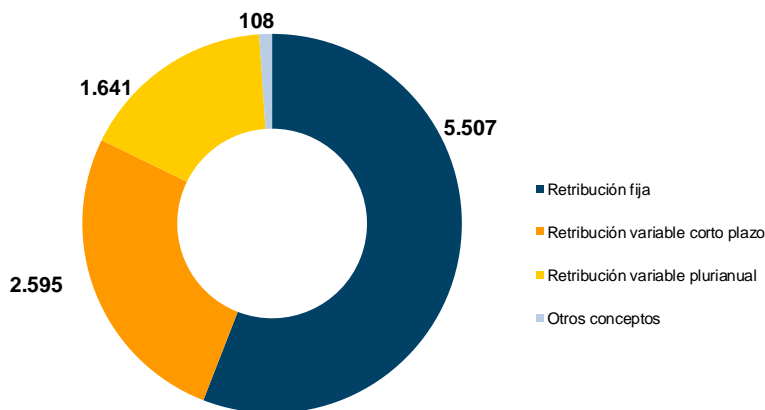


## Comité de Dirección

La política general de retribución de los miembros del Comité de Dirección se determina por el Consejo de Administración a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

El modelo retributivo cuenta con los mismos componentes que los anteriormente indicados con respecto al consejero delegado por sus funciones ejecutivas si bien además de los objetivos de grupo también cuenta con objetivos individuales.

### **Retribución agregada del Comité de Dirección y del director de Auditoría Interna<sup>1</sup> devengada en 2017 por tipo de retribución (miles de euros)**



<sup>1</sup> De acuerdo a la Circular 5/2013 de la CNMV las retribuciones de la alta dirección deben incluir a los directivos que tienen dependencia directa del primer ejecutivo de la compañía y también al director de Auditoría Interna.

## **5. Resultados del ejercicio**

### **5.1. Compromiso con los resultados**

#### **¿Qué recursos son relevantes para este compromiso?**

Financiero  
Humano  
Social

#### **¿Cómo medimos nuestro desempeño?**

Ebitda  
Resultado neto  
Inversiones  
Endeudamiento  
*Pay out*

#### **¿Qué significa para Gas Natural Fenosa?**

En un entorno desafiante Gas Natural Fenosa actúa con el objetivo mantener un perfil financiero y de negocio sólido. El modelo de negocio de Gas Natural Fenosa busca un equilibrio entre las actividades reguladas o contratadas y las no reguladas y sigue una estricta política financiera.

#### **¿Cuál es nuestro compromiso?**

- Proteger los negocios actuales donde actuamos, estableciendo las bases para el crecimiento futuro.
- Continuar con el historial financiero de Gas Natural Fenosa.

## Análisis de los resultados consolidados

### Importe neto de la cifra de negocio

	2017	% s/total	2016	% s/total	% 2017/2016
Distribución de gas	5.005	21,5	4.000	18,3	25,1
<i>España</i>	1.270	5,4	1.198	5,5	6,0
<i>Latinoamérica</i>	3.735	16,1	2.802	12,8	33,3
Distribución de electricidad	4.166	17,9	5.506	25,1	(24,3)
<i>España</i>	861	3,7	833	3,8	3,4
<i>Latinoamérica</i>	3.305	14,2	4.673	21,3	(29,3)
Gas	10.451	44,8	8.943	40,8	16,9
<i>Infraestructuras</i>	317	1,4	324	1,5	(2,2)
<i>Comercialización</i>	10.134	43,4	8.619	39,3	17,6
Electricidad	6.265	26,9	6.017	27,5	4,1
<i>España</i>	5.375	23,1	5.279	24,1	1,8
<i>Internacional</i>	890	3,8	738	3,4	20,6
Resto	437	1,9	364	1,7	20,1
Ajustes consolidación	(3.018)	(13,0)	(2.922)	(13,4)	3,3
<b>Total</b>	<b>23.306</b>	<b>100,0</b>	<b>21.908</b>	<b>100,0</b>	<b>6,4</b>

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de diciembre de 2017 asciende a 23.306 millones de euros y registra un aumento del 6,4% respecto al año anterior, debido, fundamentalmente, al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del año anterior, al incremento del precio del pool compensado por la disminución de volúmenes de venta en la actividad de electricidad, así como a la evolución de los tipos de cambio.

### Ebitda

	2017	% s/total	2016	% s/total	% 2017/2016
Distribución de gas	1.614	41,2	1.506	32,3	7,2
<i>España</i>	906	23,1	889	19,1	1,9
<i>Latinoamérica</i>	708	18,1	617	13,2	14,7
Distribución de electricidad	1.032	26,4	1.292	27,7	(20,1)
<i>España</i>	598	15,3	603	12,9	(0,8)
<i>Latinoamérica</i>	434	11,1	689	14,8	(37,0)
Gas	766	19,6	824	17,7	(7,0)
<i>Infraestructuras</i>	296	7,6	300	6,4	(1,3)
<i>Comercialización</i>	470	12,0	524	11,3	(10,3)
Electricidad	578	14,8	954	20,4	(39,4)
<i>España</i>	302	7,8	715	15,3	(57,8)
<i>Internacional</i>	276	7,0	239	5,1	15,5
Resto	(75)	(2,0)	88	1,9	(185,2)
<b>Total</b>	<b>3.915</b>	<b>100,0</b>	<b>4.664</b>	<b>100,0</b>	<b>(16,1)</b>

El ebitda consolidado a 31 de diciembre de 2017 disminuye en 749 millones de euros y alcanza los 3.915 millones de euros, con una disminución del 16,1% respecto al ejercicio anterior una vez reexpresado del negocio de distribución de gas en Italia y en Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia, de comercialización de gas en Italia y de generación de electricidad en Kenia. No obstante, el ejercicio 2017, por un lado, no incorpora los resultados de Electricaribe y por otro, registra un incremento de los gastos de personal no recurrentes básicamente por el lanzamiento del nuevo plan de eficiencias 2018-2020 por 110 millones de euros, por lo que, en términos homogéneos, la disminución solo sería del 8,8%.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el ebitda del año 2017 de 15 millones de euros respecto al ejercicio 2016, causado fundamentalmente por la depreciación del dólar, el peso argentino y el peso mexicano.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye un 4,8% y representa un 48,5% del total consolidado frente a un 42,8% en el año anterior. Por otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España disminuye un 24,5% y disminuye su peso relativo en el total consolidado al 51,5%.

En resto de actividades en 2016 se incluía la plusvalía bruta de 51 millones de euros (plusvalía neta de 35 millones de euros) por la venta de cuatro edificios en Madrid por importe de 206 millones de euros mientras que en 2017 solo se han registrado plusvalías por 23 millones de euros.

### **Resultado de explotación**

	<b>2017</b>	<b>% s/total</b>	<b>2016</b>	<b>% s/total</b>	<b>% 2017/2016</b>
Distribución de gas	1.122	53,2	1.048	37,9	7,1
<i>España</i>	599	28,4	596	21,5	0,5
<i>Latinoamérica</i>	523	24,8	452	16,4	15,7
Distribución de electricidad	611	28,9	693	25,1	(11,8)
<i>España</i>	365	17,3	381	13,8	(4,2)
<i>Latinoamérica</i>	246	11,6	312	11,3	(21,2)
Gas	596	28,2	670	24,2	(11,0)
<i>Infraestructuras</i>	243	11,5	242	8,8	0,4
<i>Comercialización</i>	353	16,7	428	15,4	(17,5)
Electricidad	(16)	(0,8)	269	9,8	(105,9)
<i>España</i>	(171)	(8,1)	154	5,6	(211,0)
<i>Internacional</i>	155	7,3	115	4,2	34,8
Resto	(201)	(9,5)	84	3,0	(339,3)
<b>Total</b>	<b>2.112</b>	<b>100,0</b>	<b>2.764</b>	<b>100,0</b>	<b>(23,6)</b>

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de diciembre de 2017 ascienden a 1.648 millones de euros y registran una disminución del 3,5% respecto al año anterior principalmente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años.

Las provisiones por morosidad se sitúan en 155 millones de euros frente a 315 millones de euros en el año anterior, disminución debida básicamente al efecto de la desconsolidación de Electricaribe.

El resultado de explotación del año 2017 ha disminuido en 652 millones de euros respecto al ejercicio anterior, situándose en 2.112 millones de euros, lo que supone una disminución del 23,6% respecto al ejercicio anterior, una vez reexpresado del negocio de distribución de gas en Italia y en Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia, de comercialización de gas en Italia y de generación de electricidad en Kenia (-19,3% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe ni costes de plan eficiencias).

Como consecuencia de los desastres naturales por incendios y temporales de viento y nieve acaecidos en Chile y Moldavia, así como los efectos del huracán María en Puerto Rico y el terremoto en México, se ha producido una pérdida de beneficios de 20 millones de euros, se ha registrado un importe de 25 millones de euros en el epígrafe de "Otros gastos de explotación" correspondientes a gastos e indemnizaciones incurridos en relación con los mismos y un importe de 8 millones de euros en el epígrafe de "Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado" correspondientes al deterioro y baja del valor de los elementos de inmovilizado material afectados.

## **Resultado financiero**

El resultado financiero de 2017 es de 699 millones de euros negativos (815 millones de euros negativos en 2016) un 14,2% inferior al del mismo periodo del ejercicio anterior.

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>%</b>
Coste deuda financiera neta	(611)	(735)	(16,9)
Otros gastos/ingresos financieros	(103)	(96)	7,3
Ingreso financiero Costa Rica <sup>1</sup>	15	16	(6,3)
<b>Resultado financiero</b>	<b>(699)</b>	<b>(815)</b>	<b>(14,2)</b>

<sup>1</sup> Las concesiones de generación en Costa Rica se registran como activo financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

El coste de la deuda financiera neta del año 2017 asciende a 611 millones de euros, inferior al ejercicio anterior debido a la desconsolidación de Electricaribe y a la reducción de tipos en nuevas emisiones, que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento o se utilizan para la recompra de bonos, así como reestructuración de préstamos bancarios.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,5%, con el 79% de la deuda a tipo fijo.

## **Resultado operaciones interrumpidas**

En el ejercicio 2017 el resultado por operaciones interrumpidas asciende a 460 millones de euros de euros (193 millones de euros de euros en 2016) y corresponde a los negocios de distribución gas en Italia (30 millones de euros) y en Colombia (430 millones de euros), de distribución eléctrica en Moldavia (12 millones de euros), de comercialización gas en Italia (7 millones de euros) y de generación eléctrica en Kenia (-19 millones de euros). Adicionalmente, en el ejercicio 2016 incluía el resultado neto de la actividad de GLP en Chile (44 millones de euros) hasta su enajenación en agosto de 2016. El resultado por operaciones interrumpidas atribuible a la sociedad dominante asciende a 428 millones de euros en 2017 (132 millones de euros en 2016).

### **Distribución de gas en Italia**

El resultado neto aportado por la actividad de distribución de gas en Italia en el ejercicio 2017 asciende a 30 millones de euros (25 millones de euros en el ejercicio 2016).

Las principales magnitudes asociadas con la actividad regulada de gas en Italia son:

	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>%</b>
Ventas - ATR (GWh)	3.950	3.578	10,4
Red de distribución (km)	7.327	7.265	0,9
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	461	460	0,2

La actividad de distribución de gas alcanza los 3.950 GWh, con un aumento del 10,4% respecto al año 2016 por una climatología favorable.

La red de distribución al 31 de diciembre de 2017 asciende a 7.327 km, con un aumento interanual de 62 km.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 460.665 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

## Distribución de gas en Colombia

El resultado neto aportado por la actividad de distribución de gas en Colombia en el ejercicio 2017 asciende a 430 millones de euros (87 millones de euros en el ejercicio 2016). El resultado atribuible a la sociedad dominante asciende a 393 millones de euros en 2017 (48 millones de euros en 2016) e incluye la plusvalía por la operación de desinversión por importe de 350 millones de euros.

Las principales magnitudes asociadas con la actividad de distribución de gas en Colombia son:

	2017	2016	%
Ventas - ATR (GWh)	27.082	28.177	-3,9
Red de distribución (km)	22.344	21.839	2,3
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	2.976	2.862	4,0

Las ventas de gas y ATR disminuyen respecto al año anterior en un 3,9% motivado por efecto del volumen atípico de ventas registrado en el mercado secundario (mercado en el que se comercializan los excedentes de gas tras cubrir la demanda genérica de la cartera de clientes) durante los primeros meses de 2016 y el bajo volumen registrado en el año 2017.

En el año 2017 se registró un incremento neto de 114.084 clientes doméstico-comerciales, lo cual representa una disminución del 3,2% respecto al incremento del año anterior, concentrada fundamentalmente en el segmento de nueva edificación debido a la desaceleración de las ventas de obra terminada debido a la contracción del mercado.

## Distribución de electricidad en Moldavia

El resultado neto aportado por la actividad de distribución de electricidad en Moldavia en el ejercicio 2017 asciende a 12 millones de euros (30 millones de euros en el ejercicio 2016).

Las principales magnitudes asociadas con la actividad de distribución de electricidad en Moldavia son:

	2017	2016	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	2.702	2.672	1,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	889	878	1,3

## Comercialización de gas en Italia

El resultado neto aportado por la actividad de comercialización de gas en Italia en el ejercicio 2017 asciende a 7 millones de euros (6 millones de euros en el ejercicio 2016).

En relación a la actividad de comercialización de gas las principales magnitudes son:

	2017	2016	%
Suministro de gas en Italia (GWh)	10.631	9.853	7,9
Mayorista	7.309	6.819	7,2
Minorista	3.322	3.034	9,5

## Generación eléctrica en Kenia

El resultado neto aportado por la actividad de generación de electricidad en Kenia en el ejercicio 2017 asciende a -19 millones de euros (1 millones de euros en el ejercicio 2016) e incluye la desvalorización del importe en libros de la inversión para medirla al valor razonable menos costes de venta por 24 millones de euros. El resultado atribuible a la sociedad dominante asciende a -€14 millones en 2017 (€1 millones en 2016).

Las principales magnitudes asociadas con la actividad de generación de electricidad en Kenia son:

	2017	2016	%
Energía eléctrica producida (GWh)	267	191	39,8
Capacidad de generación eléctrica (MW)	106	112	-5,4
Factor de disponibilidad (%)	95,3	95,8	-0,5 p.p.

### **Resultado de entidades valoradas por el método de la participación**

En el año 2017 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a 14 millones de euros (-98 millones de euros en el año 2016) debido a la aportación positiva de Ecoeléctrica en Puerto Rico y de otras participaciones (Chile y generación renovable) compensada en parte con el resultado negativo que aporta el subgrupo Unión Fenosa Gas. En 2016 se registró una pérdida de valor de la participación en Unión Fenosa Gas por 94 millones de euros.

### **Impuesto sobre beneficios**

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2017 ha ascendido a 13,3% frente al 18,0% en el ejercicio anterior.

Con fecha 30 de noviembre de 2017 y siguiendo con el proceso de reorganización de los negocios y simplificación societaria en Chile, Compañía General de Electricidad, S.A. ha procedido a fusionar por absorción a sus filiales CGE Distribución, S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, S.A. y Empresa Eléctrica Atacama, S.A.. El fondo de comercio resultante se ha asignado al valor fiscal de los activos no monetarios recibidos de la absorbida (redes de distribución eléctrica) equivalente a su valor contable a la fecha de la operación, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de 117 millones de euros con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Por su lado, en 2016, Compañía General de Electricidad, S.A. procedió a fusionar por absorción a su filial Transnet, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de 128 millones de euros con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. Este efecto se compensaba por el impacto de la reforma tributaria en Colombia que supuso un mayor gasto en el epígrafe de "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por un importe de 21 millones de euros.

Sin estos impactos no recurrentes, la tasa efectiva al 31 de diciembre de 2017 se situaría en el 21,5% (23,8% en 2016).

### **Participaciones no dominantes**

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 31 de diciembre de 2017 asciende a 337 millones de euros un 7,4% menos que el año anterior en que ascendía a 364 millones de euros.

### **Resultado neto**

Finalmente, el resultado neto del ejercicio 2017 asciende a 1.360 millones de euros, con un aumento del 1,0% frente al obtenido en el ejercicio 2016.



## 5.1.2. Análisis de balance consolidado

### Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2017	2016	%
Inversiones materiales e intangibles	1.782	2.517	(29,2)
Inversiones financieras	44	384	(88,5)
<b>Total inversiones brutas</b>	<b>1.826</b>	<b>2.901</b>	<b>(37,1)</b>
Desinversiones y otros	(229)	(676)	(66,1)
<b>Total inversiones</b>	<b>1.597</b>	<b>2.225</b>	<b>(28,2)</b>

Las inversiones materiales e intangibles del año 2017 alcanzan los 1.782 millones de euros, con una disminución del 29,2% respecto a las del ejercicio anterior, debido a que en 2016 se registró la contratación de dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero por 425 millones de euros y la adquisición de nuevos puntos de suministro de GLP por 426 millones de euros.

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

	2017		2016		% 2017/2016
Distribución de gas	584	32,8	968	38,5	(39,7)
<i>España</i>	212	11,9	693	27,6	(69,4)
<i>Latinoamérica</i>	372	20,9	275	10,9	35,3
Distribución de electricidad	602	33,8	653	25,9	(7,8)
<i>España</i>	252	14,1	265	10,5	(4,9)
<i>Latinoamérica</i>	350	19,7	388	15,4	(9,8)
Gas	66	3,7	471	18,7	-
<i>Infraestructuras</i>	18	1,0	13	0,5	38,5
<i>Comercialización</i>	48	2,7	458	18,2	-
Electricidad	346	19,4	189	7,5	83,1
<i>España</i>	178	10,0	105	4,2	69,5
<i>Internacional</i>	168	9,4	84	3,3	100,0
Resto	184	10,3	236	9,4	(22,0)
<b>Total</b>	<b>1.782</b>	<b>100,0</b>	<b>2.517</b>	<b>100,0</b>	<b>(29,2)</b>

La actividad de distribución de electricidad representa el 33,8% del total consolidado, siendo el mayor foco inversor y disminuye un 7,8% respecto al ejercicio anterior. La distribución de electricidad en Latinoamérica representa un 19,7% del total consolidado y disminuye un 9,8%.

La distribución de gas representa el 32,8% del total consolidado y disminuye un 39,7% respecto al ejercicio anterior por la disminución del 69,4% de la inversión en España que, en 2016, incluía parte de la inversión por adquisición de nuevos puntos de suministro de GLP. Compensa esta disminución el crecimiento del 35,3% en la distribución de gas en Latinoamérica que representa un 20,9% del total consolidado y muestra incrementos de inversión en todos los países tanto en mantenimiento como en crecimiento de red.

En el ámbito geográfico, las inversiones en el exterior aumentan en un 13,9% y representan un 54,0% del total, frente a un 33,6% en el año anterior.

Por su lado, las inversiones en España disminuyen un 50,9% bajando su contribución al 46,0% frente a un 66,4% en el año anterior, debido a que en septiembre de 2016 se registró la contratación de un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero.

Sin este impacto, las inversiones en España del ejercicio 2016 representarían un 60,0% del total.

### **Patrimonio neto y remuneración al accionista**

A 31 de diciembre de 2017 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 18.305 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 14.734 millones de euros.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2017 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 2017, según la información pública disponible, las principales participaciones en el capital social de Gas Natural Fenosa son las siguientes:

	<b>Participación en el capital social %</b>
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, "la Caixa" <sup>(1)</sup>	24,4
Repsol, S.A.	20,1
Global Infrastructure Partners III <sup>(2)</sup>	20,0
Sonatrach	4,0

(1) A través de Critería Caixa S.A.U.

(2) Global Infrastructure Partners III, cuyo gestor de inversión es Global Infrastructure Management LLC, ostenta indirectamente su participación a través de GIP III Canary 1, S.à.r.l.

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2016 aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017 supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos, el mismo importe que el año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de 1 euro por acción y representa un pay out del 74,3% con una rentabilidad por dividendos del 5,6% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2016 de 17,91 euros por acción.

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2017 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos el mismo importe del año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de 1 euro por acción y representa un pay out del 73,6% con una rentabilidad por dividendos del 5,2% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2017 de 19,25 euros por acción.

El pasado 27 de septiembre se pagó íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción.

Para información adicional referirse a la Nota 13 de la Memoria Consolidada.

### **Deuda y gestión financiera**

#### **Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)**

	<b>31.12.17</b>	<b>31.12.16</b>	<b>%</b>
Deuda financiera neta	15.154	15.423	(1,7)

A 31 de diciembre de 2017 la deuda financiera neta alcanza los 15.154 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 45,3% (15.423 millones de euros y 44,8% a 31 de diciembre de 2016).

Los ratios de Deuda neta/ebitda y ebitda/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de diciembre de 2017 en 3,9x y en 6,4x, respectivamente.

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

	<b>31.12.17</b>	<b>31.12.16</b>
Deuda financiera no corriente	15.916	15.003
Deuda financiera corriente	2.543	2.599
Efectivo y otros medios equivalentes	(3.225)	(2.067)
Derivados	(80)	(112)
<b>Deuda financiera neta</b>	<b>15.154</b>	<b>15.423</b>

#### Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>Post 2023</b>
Vencimientos de la deuda neta	850	762	2.443	2.029	1.617	7.453

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2017.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 89,4% tiene vencimiento igual o posterior al año 2020. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,8 años.

El 5,6% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 94,4% restante a largo plazo.

#### Principales operaciones financieras

En abril de 2017 Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos bajo su programa EMTN por valor de 1.000 millones de euros con vencimiento a 7 años y un cupón de 1,125%. Dicho importe fue empleado para llevar a cabo la recompra de obligaciones por importe de 1.000 millones de euros con vencimientos en 2018, 2020 y 2021. Adicionalmente, el pasado 29 de septiembre de 2017 Gas Natural Fenosa efectuó bajo su programa EMTN una emisión privada de un bono a 12 años por importe de 300 millones de euros y un cupón de 1,875%, desembolsada en octubre, y en noviembre de 2017 una emisión de un bono verde a 8 años por importe de 800 millones de euros y un cupón de 0,875%.

Finalmente, en enero de 2018, Gas Natural Fenosa ha realizado una emisión de bonos a 10 años por importe de 850 millones de euros y cupón del 1,5%, cuyos recursos se han destinado a una oferta de recompra de bonos por un importe de 916 millones de euros de obligaciones con vencimientos entre 2019 y 2023.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2017 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

<b>(millones de euros)</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>%</b>
EUR	12.267	81,0
CLP	1.677	11,1
US\$	614	4,1
MXN	295	1,9
BRL	292	1,9
Otras	9	-
<b>Total deuda financiera neta</b>	<b>15.154</b>	<b>100,0</b>

## Calificación crediticia

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

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

## Liquidez y recursos de capital

A 31 de diciembre de 2017 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 10.550 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

<b>Fuente de liquidez</b>	<b>Límite</b>	<b>Dispuesto</b>	<b>Disponibilidad</b>
Líneas de crédito comprometidas	7.215	(254)	6.961
Líneas de crédito no comprometidas	539	(217)	322
Préstamos no dispuestos	42	-	42
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	3.225
<b>Total</b>	<b>7.796</b>	<b>(471)</b>	<b>10.550</b>

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de diciembre de 2017 se sitúan en 6.254 millones de euros e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de 3.795 millones de euros, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por 1.000 millones de euros y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales en Panamá, de Obligaciones Negociables en Argentina y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen 1.459 millones de euros.

El detalle del fondo de maniobra a 31 de diciembre es el siguiente:

<b>(Millones de euros)</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Activos corrientes operativos <sup>1</sup>	5.536	5.595
Pasivos corrientes operativos <sup>2</sup>	(4.069)	(4.276)
	<b>1.467</b>	<b>1.319</b>

<sup>1</sup> Incluye Existencias, Clientes por ventas y prestaciones de servicios y Otros deudores.

<sup>2</sup> 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 25 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 35 de la memoria de las Cuentas anuales consolidadas.

### 5.1.3. Análisis de resultados por segmentos

#### Distribución de gas

##### 5.1.3.1. 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), así como las actividades no retribuidas con cargo a dicho sistema de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.) y la actividad de gas licuado del petróleo canalizado (GLP).

#### Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.270	1.198	6,0
Aprovisionamientos	(67)	(33)	103,0
Gastos de personal, neto	(76)	(68)	11,8
Otros gastos/ingresos	(221)	(208)	6,3
<b>Ebitda</b>	<b>906</b>	<b>889</b>	<b>1,9</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(299)	(291)	2,7
Dotación a provisiones	(8)	(2)	300,0
<b>Resultado de explotación</b>	<b>599</b>	<b>596</b>	<b>0,5</b>

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 1.270 millones de euros, superior en 72 millones de euros respecto al mismo período del año anterior, aumento asociado básicamente a la actividad de GLP por la compra de puntos de suministro que se hizo efectiva el último trimestre del año 2016. Asimismo también se ha registrado en 2017 un mayor volumen de operaciones en la actividad de inspección reglamentaria, de acuerdo con la programación prevista, en comparación con el ejercicio 2016 que fue un año valle, con un menor número de inspecciones, motivado por el cambio de la obligatoriedad de la inspección de 4 a 5 años.

La cifra de aprovisionamientos se ve afectada por la mayor actividad en GLP y por el mayor volumen de operaciones de inspecciones reglamentarias.

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -8 millones de euros.

Como consecuencia de todo ello junto con los impactos positivos en gastos operativos por la implantación de medidas de eficiencia, el ebitda aumenta en un 1,9%. Sin considerar el impacto de las medidas del plan de eficiencias 2018-2020 el ebitda aumentaría en un 2,8%.

#### Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Ventas – ATR (GWh)	195.586	184.619	5,9
Ventas de GLP (tn)	134.194	57.175	-
Red de distribución (Km)	53.369	51.956	2,7
Incremento de puntos de suministro, en miles	58	47	23,4
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.371	5.313	1,1

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 5,9% (+10.967 GWh).

La demanda residencial se ha situado ligeramente por encima del ejercicio anterior, un +1,8% (+768 GWh) gracias a la climatología favorable del mes de diciembre.

El crecimiento de la demanda se centra en el mercado industrial. En el sector de menor a 60 bares el crecimiento ha sido del 3,8% (+3.488 GWh). La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares crece un 13,3% (+6.710 GWh).

El crecimiento de las ventas de GLP está asociado a la compra de puntos de suministro realizada en el último trimestre del 2016.

La red de distribución se incrementa en 1.413 km en el ejercicio 2017.

En relación al incremento de puntos de suministro, como parte de la implantación de medidas de eficiencia, se ha trabajado en la adecuación del modelo de expansión con el objetivo de reducir los costes unitarios de captación lo que ha causado un cierto retraso en las puestas en servicio residenciales, que, no obstante, se ve compensado en términos de retribución por las mayores puestas en servicio de gran consumo.

### 5.1.3.2. Distribución gas Latinoamérica

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

#### Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	3.735	2.802	33,3
Aprovisionamientos	(2.615)	(1.840)	42,1
Gastos de personal, neto	(119)	(105)	13,3
Otros gastos/ingresos	(293)	(240)	22,1
<b>Ebitda</b>	<b>708</b>	<b>617</b>	<b>14,7</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(159)	(146)	8,9
Dotación a provisiones	(26)	(19)	36,8
<b>Resultado de explotación</b>	<b>523</b>	<b>452</b>	<b>15,7</b>

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 3.735 millones de euros y registra un aumento del 33,3%, afectado por la evolución en el año de las principales monedas latinoamericanas.

Ebitda en Latinoamérica por países					
	2017	2016	variación	tipo cambio	variación ajustada
Argentina	48	44	9,1%	-8	27,3%
Brasil	283	240	17,9%	11	13,3%
Chile	206	174	18,4%	-	18,4%
México	175	162	8,0%	-7	12,3%
Perú	-4	-3	-33,3%	-	-33,3%
<b>Total</b>	<b>708</b>	<b>617</b>	<b>14,7%</b>	<b>-4</b>	<b>15,4%</b>

La tabla anterior muestra el detalle del ebitda de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus variaciones respecto al ejercicio 2016.

El ebitda alcanza los 708 millones de euros, lo que supone un aumento del 14,7% respecto al del ejercicio anterior, afectado por el comportamiento de la evolución de las divisas. De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda aumentaría en un 15,4%.

La aportación de Brasil al ebitda total representa un 40,0%. Descontando el efecto de tipo de cambio comentado, el ebitda se incrementaría en un 13,3%. Los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas se sitúan en el conjunto del año en niveles superiores al año anterior 34,7%, y las ventas de gas del mercado doméstico comercial registran caídas del 4,5%. Como contrapartida, el mercado industrial mantiene el cambio de tendencia respecto al año anterior, registrándose un incremento del 6,5%; asimismo, las ventas de gas natural vehicular (GNV) superaron en un 11,0% las registradas el año anterior debido a la mayor competitividad del gas respecto a combustibles líquidos.

El ebitda de México representa un 24,7% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el ebitda de México se incrementa un 12,3%, con un incremento en el margen de venta del 19,3% por actualización de los índices de tarifa y registrándose crecimientos en todos los mercados.

El ebitda aportado por Chile alcanza 206 millones de euros (+18,4% sin efecto tipo de cambio), debido básicamente a un incremento en el volumen de venta en el segmento residencial-comercial, y representa el 29,1% del total registrado en Latinoamérica. De este ebitda 134 millones de euros corresponden a distribución de gas y 72 millones de euros a aprovisionamiento y comercialización de gas.

El ebitda de Argentina asciende a 48 millones de euros, superior al resultado del mismo período del ejercicio anterior, tras la entrada en vigor el 1 de abril de 2017 de un nuevo cuadro tarifario para todos los mercados, y a pesar de que la aplicación de la nueva tarifa se realizará en tres etapas. Las ventas se incrementan en un conjunto 0,8%, teniendo en cuenta que el invierno de 2017 fue especialmente cálido.

El ebitda de distribución gas Latinoamérica incluye 6 millones de euros correspondientes a la actividad de servicios energéticos (3 millones de euros en el ejercicio 2016).

### Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Ventas actividad de gas (GWh):	264.428	241.891	9,3
Ventas de gas a tarifa	141.762	131.361	7,9
ATR	122.666	110.530	11,0
Red de distribución (Km)	62.812	61.127	2,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	209	208	0,5
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.120	4.911	4,3

Las principales magnitudes físicas por países a 31 de diciembre de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Distribución	Chile			Perú	Total
				Aprovisionamiento y comercialización*	México			
Ventas actividad de gas (GWh):	72.084	89.079	10.933	34.714	57.617		1 264.428	
Incremento vs. 2016 (%)	0,8	23,7	6,5	4,3	12,5	-	9,3	
Red de distribución (km)	25.865	7.536	7.211	-	21.940	260	62.812	
Incremento vs. 31/12/2016 (km)	202	90	245	-	888	260	1.685	
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	1.651	1.090	602	-	1.773	4	5.120	
Incremento vs. 31/12/2016, en miles	19	53	18	-	115	4	209	

\* No incluye ventas a distribuidoras del grupo por 10.614 GWh (9.992 GWh en 2016).

A 31 de diciembre de 2017 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 5.120 miles de clientes. Con un crecimiento interanual de 209 mil clientes, destacando el crecimiento en México.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que consideran las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 264.428 GWh, superiores a las registradas en 2016 especialmente por mayores ventas en México y en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.685 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 62.812 km a 31 de diciembre de 2017, lo que representa un crecimiento del 2,8%. A ello ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 888 km y en Perú con 260 km.

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

- En Argentina, y después de casi un año de intensas negociaciones, el 1 de abril de 2017 se aplicaron las nuevas tarifas resultantes de la Revisión Tarifaria Integral (RTI). Los cuadros tarifarios fueron aprobados el 31 de marzo de 2017 mediante la Resolución N°4.354 del ENARGAS, que informa los resultados de la RTI para Gas Natural BAN.

El resultado del proceso de Revisión Tarifaria Integral incluye un importante plan de inversiones, que ya se encuentra en ejecución, y que supone un cambio significativo de escala en la actividad.

La aplicación de la nueva tarifa se realiza en tres etapas con actualización semestral por inflación. La primera etapa entró en vigor el 1 de abril de 2017, la segunda está vigente desde el 1 de diciembre de 2017 e incluye el primer ajuste por inflación, y la tercera etapa se aplicará a partir de abril de 2018 y también incluirá actualización por inflación.

- En Brasil, las puestas en servicio acumuladas a diciembre de 2017 en el mercado doméstico-comercial se reducen un 4,9% respecto al año anterior, como consecuencia del gran número de altas del mercado de nueva edificación realizadas en 2016 con motivo de los Juegos Olímpicos. Las ventas se incrementaron un 23,7%, debido a las mayores ventas en el mercado de generación y ATR, un 34,7%, por mayor utilización de centrales térmicas, en el mercado de gas natural vehiculado (GNV), se incrementa un 11,0%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos demandadas en este período, y por las ventas al mercado industrial que crecen un 6,5% ante una situación macroeconómica en proceso de recuperación. Como contrapartida, se registra una caída en los mercados residencial y comercial de un 4,5%, principalmente por el menor consumo de los grandes comercios.

Siguiendo con la política de expansión, que comenzó en 2016, la empresa invirtió en la instalación de estaciones de Gas Natural Comprimido (GNC) para llevar el combustible a nuevas poblaciones del Estado de Rio. A cierre de 2017 se suministró gas a cinco nuevos municipios: Angra dos Reis, Mangaratiba, Saquarema, Maricá y Cachoeiras de Macacu, dando servicio a 2.300 clientes residenciales y comerciales. En 2018 está prevista la llegada a Araruama e Itaperuna; con la expectativa, en los próximos dos años, de duplicar el número de clientes, además de iniciar el suministro a industrias y estaciones de GNC.

- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento, con unas mayores puestas en servicio del 2,5% y avances en todos los segmentos en la primera mitad del año. Las ventas de gas se incrementaron un 12,5%, principalmente en el mercado ATR, aunado al crecimiento del 1,5% en las ventas del mercado industrial y en el mercado doméstico-comercial 1,6%.

En el escenario de reforma energética en curso, en el mes de diciembre de 2016 se otorgó el permiso de distribución de gas correspondiente a la zona de Valle de México (Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo). Esta zona, colindante con Distrito Federal, permitirá distribuir gas en un mercado próximo a redes ya existentes. La comercialización se inicia este año con previsión de alcanzar 125.000 clientes en un plazo de 5 años.

Continuando con el proceso de expansión, se solicitaron permisos para la distribución en las zonas de Tabasco, Campeche, Mérida y Península (Quintana Roo), que incluyen 28 municipios y en los que se concentran más de 5,3 millones de habitantes y 1,5 millones de viviendas, estando previsto



dar servicio a 154.000 clientes en el plazo de 5 años. Hasta el momento se han otorgado los permisos para Tabasco, Campeche y Mérida.

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 18 mil conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (3,2%) respecto al ejercicio 2016. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento residencial-comercial (11,4%), seguido del industrial (4,4%), mientras que las ventas de los segmentos de Generación eléctrica y ATR presentan un decrecimiento, en comparación al año anterior, de 23,2% y 2,6% respectivamente.

La nueva Ley de Gas, promulgada en febrero de 2017, resuelve un vacío legal, reduciendo incertezas para el desarrollo de las inversiones, permitiendo con ello el crecimiento del sector de distribución y el incremento del uso del gas natural en el país, lo cual es uno de los principales objetivos de la Agenda de Energía y de la Política Energética de Chile, ambas elaboradas como resultados de procesos encabezados por el Ministerio de Energía.

En este contexto de certeza jurídica, se ha potenciado desde febrero de 2017 un plan de expansión que supone incrementar sustancialmente las inversiones en zonas ya consolidadas en las que se pretende una mayor saturación así como iniciar la gasificación de nuevas regiones a lo largo de todo el país.

- En relación con la actividad en Perú en el mes de noviembre se produjo el inicio de operación comercial tras la puesta en marcha del cargadero por parte de Shell, habiendo cerrado el año con un total de 4.216 clientes doméstico-comerciales.

## **Distribución de electricidad**

### **5.1.3.3. Distribución electricidad España**

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

#### **Resultados**

	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>%</b>
Importe neto de la cifra de negocios	861	833	3,4
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(116)	(85)	36,5
Otros gastos/ingresos	(147)	(145)	1,4
<b>Ebitda</b>	<b>598</b>	<b>603</b>	<b>(0,8)</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(233)	(222)	5,0
Dotación a provisiones	-	-	-
<b>Resultado de explotación</b>	<b>365</b>	<b>381</b>	<b>(4,2)</b>

La Orden Ministerial de peajes de energía eléctrica para 2017 (ETU/1976/2016) establece que hasta la aprobación de la retribución de la actividades de transporte y distribución para el año 2017 al amparo de lo previsto en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre y en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se procederá a liquidar la parte proporcional de la retribución que figura en la Orden IET/981/2016 y la Orden IET/980/2016, por las que se establece la retribución de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica para el año 2016.

El importe neto de la cifra de negocio asciende a 861 millones de euros, con un crecimiento de 3,4% con respecto al mismo periodo de 2016, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas, considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio y considerando también ajuste al porcentaje de financiación de la base según lo publicado en la propuesta de orden ministerial para la retribución de la distribución.

El ebitda del ejercicio 2017 alcanza los 598 millones de euros lo que supone una disminución del 0,8% con respecto al ejercicio 2016 ya que incluye el impacto negativo en gastos de personal por la implantación de medidas dentro de los planes de eficiencias del grupo. La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -32 millones de euros. Sin considerar este impacto el ebitda aumentaría en un 4,5%.

### Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	32.039	32.025	-
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.721	3.702	0,5
TIEPI (minutos)	47	43	9,3

La demanda nacional se situó en diciembre de 2017 en 249.498 GWh lo que supone un crecimiento del 1,1% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2017 y registran un incremento neto anual de 18.602 puntos.

El TIEPI acumulado de 2017 es de 46,5 minutos, penalizado por los incendios en la Comunidad Autónoma de Galicia en el mes de octubre y los temporales del mes de diciembre (en trámite de solicitud de fuerza mayor) una vez descontada la fuerza mayor debida a los temporales acaecidos en la zona de Galicia en febrero.

A 31 de diciembre de 2017 el 96% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 94% de la facturación es facturación remota. Se continúa con la planificación establecida para llegar al 31 de diciembre de 2018 al 100% de los contadores domésticos sustituidos y con facturación remota, tal y como se establece legalmente. No obstante lo anterior, conforme establece la Orden ETU 1282/2017, a partir del 1 de enero de 2019 cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrá mantener hasta un máximo de un 2% del total del parque de contadores sin sustituir siempre que sea debido a causas no imputables a la misma y que deberán ser debidamente justificadas y aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

#### 5.1.3.4. Distribución electricidad Latinoamérica

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

El año 2016 también recoge la actividad de distribución de electricidad en Colombia.

### Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	3.305	4.673	(29,3)
Aprovisionamientos	(2.486)	(3.408)	(27,1)
Gastos de personal, neto	(151)	(216)	(30,1)
Otros gastos/ingresos	(234)	(360)	(35,0)
<b>Ebitda</b>	<b>434</b>	<b>689</b>	<b>(37,0)</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(138)	(162)	(14,8)
Dotación a provisiones	(50)	(215)	(76,7)
<b>Resultado de explotación</b>	<b>246</b>	<b>312</b>	<b>(21,2)</b>

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 434 millones de euros. Sin considerar la aportación de Colombia al ebitda del ejercicio 2016 el ebitda de la actividad estaría en línea con el año anterior con una disminución del 0,5%. El efecto de conversión no ha sido relevante en términos acumulados al compensarse el impacto de la evolución de las distintas monedas.

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -7 millones de euros Sin considerar este impacto ni el impacto de Electricaribe el ebitda aumentaría en un 1,1%.

El ebitda del ejercicio 2017 del negocio de Panamá alcanzó los 106 millones de euros, presentando una caída del 8,5% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Esta caída se debe fundamentalmente a efectos atípicos tales como la devolución a clientes de ingresos correspondientes a la tarifa del período 2002-2006 y mayores ingresos percibidos en el primer semestre de 2016 por el reconocimiento, por parte del regulador, de costes de generación extraordinarios correspondientes al año 2015. Sin la consideración de los efectos atípicos, la variación del EBITDA habría resultado en un aumento del 2,1%.

El ebitda de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los 328 millones de euros, registrando un incremento de 7 millones de euros sin considerar efectos asociados al tipo de cambio.

### Principales magnitudes

	2017	2016*	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	21.631	33.561	(35,5)
Tarifa	19.755	31.441	(37,2)
ATR	1.876	2.120	(11,5)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.726	3.622	2,9

\* Datos de Colombia a 30/11/2016 por indisponibilidad de datos del mes de diciembre.

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 21.631 GWh, con una disminución del 35,5%, básicamente por la mencionada desconsolidación de Electricaribe (Colombia) que aportaba unas ventas de 12.306 GWh. Sin dicho efecto las ventas de la actividad aumentan un 1,8%.

Las principales magnitudes físicas por países a 31 de diciembre de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad gas (GWh):	1.951	14.573	5.107	21.631
Incremento vs. 2016 (%)	0,3	1,8	2,3	(35,5)
Puntos de suministro, en miles	228	2.857	641	3.726
Incremento vs. 31/12/2016, en miles	7	71	26	104

El volumen de ventas en Panamá, presenta un aumento frente al año anterior del +2,3%. Durante los primeros meses de 2017 se registraron niveles de temperatura por debajo de los alcanzados en los últimos dos años, lo cual ha atenuado el crecimiento de la demanda.

El aumento de las ventas y de los puntos de suministro (sin considerar el efecto de la desconsolidación de Electricaribe) evidencia el crecimiento sostenido de los negocios de distribución de electricidad en Latinoamérica.

## Transmisión de electricidad en Chile

	2017	2016	%
Energía transportada (GWh)	14.403	14.484	(0,6)
Red de transporte (Km)	3.528	3.528	-

La energía transportada en Chile registra una disminución de 0,6% respecto al ejercicio del año anterior, principalmente por una menor actividad durante el primer semestre del ejercicio que no se compensa con el incremento observado en la segunda mitad del año. La red de transporte alcanzó los 3.528 kms, sin presentar variación respecto a la misma fecha de 2016.

## Gas

### 5.1.3.5. Infraestructuras

Incluye la operación del gasoducto del Magreb-Europa y la exploración, producción, almacenamiento y regasificación de gas.

#### Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	317	324	(2,2)
Aprovisionamientos	(1)	(4)	(75,0)
Gastos de personal, neto	(5)	(5)	-
Otros gastos/ingresos	(15)	(15)	-
<b>Ebitda</b>	<b>296</b>	<b>300</b>	<b>(1,3)</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(53)	(58)	(8,6)
Dotación a provisiones	-	-	-
<b>Resultado de explotación</b>	<b>243</b>	<b>242</b>	<b>0,4</b>

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en 2017 alcanza los 317 millones de euros, con una disminución del 2,2% respecto al ejercicio anterior.

El ebitda se eleva hasta los 296 millones de euros, un 1,3% inferior al del año anterior, debido al impacto negativo de la evolución del tipo de cambio del USD. Sin dicho efecto, el ebitda estaría en línea con el del ejercicio anterior.

#### Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	100.371	111.720	(10,2)
Portugal-Marruecos	38.787	41.295	(6,1)
España (Gas Natural Fenosa)	61.584	70.425	(12,6)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 100.371 GWh, un 10,2% inferior al ejercicio anterior. Del volumen anterior, 61.584 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 38.787 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa posee una participación del 14,9% en Medgaz, sociedad que ostenta la propiedad y opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año. La capacidad correspondiente está asociada a un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa en el ejercicio 2017 ascienden a 7.589 GWh.

Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. Se han concluido distintos trabajos (sustitución de un gasoducto y pre-pozos) de uno de los proyectos para incrementar dicha capacidad y que conforman parte de 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. Existen otros cuatro proyectos que se encuentran en distintas fases de tramitación.

### 5.1.3.6. Comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas mayorista tanto en el mercado liberalizado español como fuera de España, el transporte marítimo, 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 y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) en España.

El negocio de comercialización de gas del ejercicio 2017 y 2016 se ha reexpresado por discontinuidad del negocio en Italia por lo que las ventas a la comercializadora del grupo en Italia se muestran dentro del negocio de GNL Internacional mientras que las ventas a cliente final en Italia se detallan en el apartado 2.2.6. Resultado operaciones interrumpidas.

### Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	10.134	8.619	17,6
Aprovisionamientos	(9.366)	(7.813)	19,9
Gastos de personal, neto	(76)	(65)	16,9
Otros gastos/ingresos	(222)	(217)	2,3
<b>Ebitda</b>	<b>470</b>	<b>524</b>	<b>(10,3)</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(80)	(60)	33,3
Dotación a provisiones	(37)	(36)	2,8
<b>Resultado de explotación</b>	<b>353</b>	<b>428</b>	<b>(17,5)</b>

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 10.134 millones de euros y aumenta un 17,6% respecto al ejercicio anterior. El ebitda registra unos resultados de 470 millones de euros un 10,3% inferior al del ejercicio anterior por mayor presión competitiva en los márgenes del mercado industrial en España y por el descenso del volumen de ventas en el mercado minorista (-6,2%).

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -2 millones de euros. Sin considerar este impacto el ebitda disminuiría en un 9,9%.

El ebitda de comercialización incluye el ebitda correspondiente a la actividad de servicios energéticos por importe de 118 millones de euros (106 millones de euros en 2016).

### Entorno de mercado

La demanda de gas del mercado español alcanza los 349.223 GWh en el 2017 (320.027 GWh en el 2016) de los cuales 52.082 GWh corresponden al mercado residencial (51.880 GWh en 2016), 221.787 GWh al mercado industrial y aprovisionamiento a terceros (208.671 GWh en 2016) y 75.354 GWh al mercado eléctrico (59.476 GWh en 2016).

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

	2017	2016	%
Brent (USD/bbl)	54,3	43,7	24,2
Henry Hub (USD/MMBtu)	3,1	2,4	29,2
NBP (USD/MMBtu)	5,8	4,7	23,4
TTF (€/MWh)	17,0	13,9	22,3

### Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Suministro de gas (GWh):	360.031	325.457	10,6
España:	176.053	178.916	(1,6)
Comercialización Gas Natural Fenosa	139.304	140.877	(1,1)
Residencial	25.381	27.053	(6,2)
Industrial	93.135	96.421	(3,4)
Electricidad	20.788	17.403	19,5
Aprovisionamiento a terceros	36.749	38.039	(3,4)
Internacional:	183.978	146.541	25,5
Europa mayorista	61.891	67.283	(8,0)
GNL Internacional	122.087	79.258	54,0
Contratos servicios energéticos, en miles (a 31/12)	2.873	2.853	0,7
Cuota de mercado comercialización España	39,9%	44,0%	(9,3)
Capacidad flota transporte marítimo (m3)	940.440	1.387.344	(32,2)

### Comercialización de gas

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 334.650 GWh y aumenta un 12,1%, fundamentalmente por el aporte del negocio internacional (+25,5%).

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 150.672 GWh, en línea a la del ejercicio anterior con una disminución del 0,8%.

Por otro lado, la comercialización de gas en el negocio internacional alcanza los 183.978 GWh en el ejercicio 2017 con un incremento del 25,5% con respecto al ejercicio 2016, destacando el impulso de la comercialización de GNL internacional.

En relación al mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, el Consejo de Ministros decidió la obligación de prestación de servicio de "Creador de Mercado" al Grupo Gas Natural Fenosa en los productos DA (Day-Ahead: entrega física al día siguiente) y MA (Month-Ahead: entrega física al mes siguiente) con el objetivo de incremento de liquidez en dichos mercados.

En el cuarto trimestre de 2017 Gas Natural Fenosa participó en la contratación de nueva capacidad de almacenamiento subterráneo de corto plazo para el período noviembre-diciembre 2017. Gas Natural Fenosa se adjudicó 1,0 TWh de capacidad, que corresponde al 37% de la capacidad adjudicada.

Gas Natural Fenosa mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Irlanda, Luxemburgo, Portugal, Países Bajos y Alemania.

Las ventas realizadas en Francia en el ejercicio 2017 alcanzan los 37,6 TWh con clientes de diversos ámbitos como empresas del sector industrial, autoridades locales y sector público. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania han sido de 17,2 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Irlanda donde ha vendido un volumen de 1,6 TWh durante el 2017.

En Portugal, Gas Natural Fenosa tiene una cuota aproximada del 12% continuando como segundo operador del país, con una ligera reducción de cuota respecto al trimestre anterior motivado por una fuerte intensidad competitiva, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país con un volumen de ventas en el acumulado a diciembre de 2017 de 5,5 TWh.

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

Gas Natural Fenosa, en línea con su firme apuesta por la innovación, ha desarrollado un sistema único en el mundo para la transferencia de GNL. Esta infraestructura es un sistema flotante, reconocido con diferentes patentes y en exclusividad, consistente en una plataforma que dispone de un sistema de unión compatible con cualquier tipo de barco metanero. La solución, denominada DirectLink, habilita la llegada del GNL a lugares remotos o de difícil acceso, dónde hasta ahora no había sido ni económica ni medioambientalmente viable el uso de gas natural.

La capacidad de la flota de transporte marítimo disminuye por la finalización de los contratos de arrendamiento operativo de tres buques y el retraso en la entrega de los dos nuevos buques en arrendamiento financiero previstos para 2017.

En el mercado minorista Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 11,7 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento.

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

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 1.512 mil nuevos contratos en 2017.

En el segmento del mercado doméstico Gas Natural Fenosa actualiza su cartera de productos con el objetivo de ofrecer tarifas eléctricas y de gas natural a medida del perfil de consumo de cada cliente. Los nuevos productos cubren las necesidades en función del uso, de cómo quiere pagar, de cuándo utiliza la energía o de su interés por consumir energía renovable.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa, Gas Natural Fenosa realiza ofertas personalizadas en precio. Además flexibiliza, desarrolla y actualiza su portafolio de productos con el objetivo de acercarse al perfil de sus clientes con productos negocio indexados al mercado eléctrico, productos negocio a precio fijo o productos ECO.

Gas Natural Fenosa en el segmento pyme trata de diferenciarse de la competencia ofreciendo su Servicio de Ahorro Energético que permite recomendar a los clientes la optimización de su potencia y condiciones de contratación para lograr ahorros. También se trabaja en la mejora de la gestión integral de nuestra cartera a través de una atención multicanal personalizada, centrada en gestores presenciales y personales apoyados por los agentes de nuestras plataformas Energy Class y Generalista, en función del valor de nuestros clientes. Además la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 32.300 contratos.

La oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, mediante una plataforma propia de operaciones con 117 empresas asociadas y

conectadas mediante un sistema de movilidad *online*. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la innovación, incorporando nuevas funcionalidades en todos los canales digitales, como la contratación y la atención online, donde se alcanzan los 6 millones de consultas anuales.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario. Al cierre del ejercicio 2017 dispone de un total de 53 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 30 estaciones son de acceso público, mientras que 23 son de acceso privado.

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

### Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas (integrada por el método de la participación, magnitudes al 100%) en el ejercicio 2017 ha alcanzado un volumen de 41.326 GWh frente a 35.741 GWh registrados el año anterior. Adicionalmente, se ha gestionado un volumen de gas de 25.048 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 22.500 GWh en 2016.

## **Electricidad**

### **5.1.3.7. Electricidad España**

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

### **Resultados**

	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>%</b>
Importe neto de la cifra de negocios	5.375	5.279	1,8
Aprovisionamientos	(4.270)	(3.813)	12,0
Gastos de personal, neto	(158)	(138)	14,5
Otros gastos/ingresos	(645)	(613)	5,2
<b>Ebitda</b>	<b>302</b>	<b>715</b>	<b>(57,8)</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(442)	(523)	(15,5)
Dotación a provisiones	(31)	(38)	(18,4)
<b>Resultado de explotación</b>	<b>(171)</b>	<b>154</b>	<b>(211,0)</b>

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los 5.375 millones de euros, un 1,8% superior a la del ejercicio anterior y el ebitda registra un resultado de 302 millones de euros, un 57,8% inferior al del ejercicio anterior.

La evolución del ebitda se ha visto condicionada por factores climatológicos, con una contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 71,4%, pasándose en términos de características hidrológicas de un año 2016 muy húmedo a un año 2017 muy seco. También se ha visto afectado por el incremento de costes de combustibles impactando en los costes de generación.

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -23 millones de euros. Sin considerar este impacto el ebitda disminuiría en un 54,5%.



Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 442 millones de euros con una disminución de 81 millones de euros (-15,5%) respecto al ejercicio anterior básicamente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017 como consecuencia de los estudios técnicos concluidos en el primer trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector.

### Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular durante todo el año 2017 supera un 1,1% a la del 2016, (un 1,6% sin tener en cuenta el efecto temperatura y laboralidad).

En valores acumulados el saldo físico de intercambios internacionales alcanza los 9.159 GWh importados frente a los 7.669 GWh del mismo período del año anterior, un 19,4% más.

En el conjunto del año el consumo de bombeo es de 3.662 GWh, un 24,0% menos que en 2016, consecuencia de los altos precios del mercado respecto al mismo período del pasado año.

La generación neta nacional, en el acumulado de 2017 la variación es prácticamente nula.

La generación renovable disminuye el 16,7% y cubre el 32,9% de la demanda, frente al 39,9% del pasado año.

La generación eólica durante el año 2017 se han producido 47.484 GWh eólicos, un 0,4% más, con una cobertura del 18,8%, una décima menos que en el acumulado de 2016.

El resto de generación renovable disminuye un 32,1%, con aumentos en solar fotovoltaica del 5,1%, en solar térmica del 5,7%, y del resto de renovable, 8,1%, mientras que la hidráulica disminuye un 47,5% (50,2% en la hidráulica convencional y 31,7% en el resto de hidráulica).

La energía hidroeléctrica producible registrada durante todo el año, termina por calificar el año 2017 como extremadamente seco, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 99%, es decir, estadísticamente 99 de cada 100 años presentarían características más húmedas que dicho año.

La generación no renovable ha presentado en todo el año 2017 un aumento del 11,2%.

El hueco térmico ha aumentado un 25,7% y la cobertura es superior en 6 puntos respecto del mismo período del año anterior (30,3% vs 24,3%).

La generación nuclear disminuye un 0,9%. La generación con carbón incrementa un 21,1%. En lo que va de año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 41% frente al 59% del resto del carbón. Los ciclos combinados aumentan su producción un 32,0% respecto al 2016. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del año ha sido del 13,4%, tres puntos más que el acumulado del pasado año. El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 8,1% en el acumulado del año.

El precio medio aritmético acumulado al 31 de diciembre de 2017 del mercado diario se sitúa en 52,24 €/MWh, un 32% superior a los 39,66 €/MWh de precio acumulado al 31 de diciembre de 2016.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 5.1.3.6.) ha sido la siguiente (datos acumulados anuales):

	2017	2016	%
Precio medio ponderado del mercado diario (€/MWh)	53,6	40,8	31,4
Carbón API 2 CIF (USD/t)	84,5	59,8	41,3
CO <sub>2</sub> EUA (€/ton)	5,8	5,4	7,4

## Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.716	12.716	-
Generación:	11.569	11.569	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Generación renovable y cogeneración:	1.147	1.147	-
Eólica	979	979	-
Minihidráulica	110	110	-
Cogeneración y otros	58	58	-
Energía eléctrica producida (GWh):	27.953	28.504	(1,9)
Generación:	25.668	26.046	(1,5)
Hidráulica	1.126	3.933	(71,4)
Nuclear	4.578	4.463	2,6
Carbón	5.953	5.687	4,7
Ciclos combinados	14.011	11.963	17,1
Generación renovable y cogeneración:	2.285	2.458	(7,0)
Eólica	1.801	1.844	(2,3)
Minihidráulica	407	562	(27,6)
Cogeneración y otros	77	52	48,1
Factor de disponibilidad Generación (%)	93,6	88,2	5,4 p.p.
Ventas de electricidad (GWh):	35.151	36.384	(3,4)
Mercado liberalizado	30.098	31.167	(3,4)
PVPC/Regulado	5.053	5.217	(3,1)
Cuota de mercado de generación no renovable	17,1	17,0	0,1 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa en lo que va de año disminuye un 1,9%, un 1,5% menos la generación tradicional.

La producción hidráulica convencional, es un 71,4% inferior a la del ejercicio 2016.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 16% de llenado, siete puntos por debajo del nivel de reservas de finales de 2016.

La producción nuclear aumenta en un 2,6%. La producción con carbón aumenta en el 4,7%, con una utilización del 35% en el conjunto del equipo. La generación de electricidad con ciclos combinados en el conjunto del año 2017 aumenta en el 17,1%. La utilización de esta tecnología en lo que va de año ha sido del 23%, siete puntos más que la del conjunto del sector.

A 31 de diciembre de 2017 las emisiones de CO<sub>2</sub> consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 11,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (+0,8

millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Este aumento aplica principalmente a las centrales de ciclo combinado y se debe a un mayor funcionamiento por la baja hidraulicidad del año 2017.

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para el período post Kioto (2013-2020), adquiriendo los derechos necesarios a través de su participación activa en subasta y el mercado secundario.

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso una disminución acumulada del 3,4% a 31 de diciembre de 2017. 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.

Por lo que respecta a la generación renovable y la cogeneración destacar que en 2017 Gas Natural Fenosa Renovables (GNFR) inició la construcción de 8 de los 13 parques eólicos que inscribió dentro del cupo máximo de 450 MW abierto por Ministerio de Industria, Energía y Turismo para las Islas Canarias. La potencia de estos 8 parques en construcción asciende a 41 MW, estando su construcción prácticamente terminada, pendiente de que Red Eléctrica de España finalice las infraestructuras necesarias para que puedan evacuar su energía. En paralelo se sigue avanzando en el proceso de obtención de las autorizaciones necesarias para poder iniciar la construcción de los restantes proyectos. Este cupo contará con un régimen retributivo especial para lo cual es necesaria su puesta en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018.

Asimismo, durante el cuarto trimestre de 2017 se han ido obteniendo las autorizaciones necesarias para iniciar en breve la construcción de los primeros proyectos eólicos y fotovoltaicos asociados a las adjudicaciones que tuvo GNFR en las dos subastas celebradas por el Gobierno de España en 2017, por una potencia de 667 MW eólicos y 250 MW fotovoltaicos.

GNF Renovables a 31 de diciembre de 2017 tiene una potencia total instalada en operación de 1.147 MW consolidables, de los cuales 979 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 58 MW a cogeneración y fotovoltaica. Estos valores incluyen la potencia de las plantas de cogeneración con purines actualmente paradas (43 MW).

#### **5.1.3.8. Electricidad Internacional**

Integra todos los activos y participaciones de generación internacional en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Brasil (entrada en operación comercial en septiembre 2017) y los proyectos de generación en Australia y Chile, así como los activos que se explotan para terceros a través de la sociedad del grupo O&M Energy.

#### **Resultados**

	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>%</b>
Importe neto de la cifra de negocios	890	738	20,6
Aprovisionamientos	(511)	(385)	32,7
Gastos de personal, neto	(37)	(38)	(2,6)
Otros gastos/ingresos	(66)	(76)	(13,2)
<b>Ebitda</b>	<b>276</b>	<b>239</b>	<b>15,5</b>
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(121)	(124)	(2,4)
Dotación a provisiones	-	-	-
<b>Resultado de explotación</b>	<b>155</b>	<b>115</b>	<b>34,8</b>

El ebitda de Electricidad Internacional correspondiente al ejercicio 2017 alcanza los 276 millones de euros, con un aumento del 15,5% frente al año anterior debido, fundamentalmente, a una mayor contribución del ebitda en México.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 121 millones de euros con una disminución del 2,4% respecto al del ejercicio anterior básicamente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017 como consecuencia de los estudios técnicos concluidos en el primer trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector.

En la siguiente tabla se detalla el ebitda de electricidad internacional por países y su evolución a partir del ebitda del ejercicio 2016:

	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>variación</b>	<b>tipo cambio</b>	<b>variación ajustada</b>
México	258	216	19,4%	(5)	21,8%
Resto	18	23	(21,7%)	-	(21,7%)
<b>Total</b>	<b>276</b>	<b>239</b>	<b>15,5%</b>	<b>(5)</b>	<b>(103,1%)</b>

En México, el ebitda aumenta un 19,4% consecuencia de la mejora del margen de contribución derivada, fundamentalmente, de un mayor margen excedente, mejor disponibilidad, mejor rendimiento y del comportamiento favorable de los índices de referencia de los contratos.

En el caso de Bii Hioxo, a pesar de los problemas para producir ocasionados por el terremoto ocurrido en Oaxaca a principios de septiembre, ha mejorado sus resultados debido a una mayor eficiencia en la gestión del mix comercial.

En cuanto al resto de países, el ebitda de República Dominicana presenta una variación negativa del 14,9% por el efecto en margen de menores precios en el mercado spot tras la finalización del PPA6 con las compañías distribuidoras.

El ebitda de Panamá aumenta un 6,8% debido a la mayor hidráulicidad en las zonas donde están ubicadas las centrales.

## Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2017	2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.732	2.590	5,5
México (CC)	2.109	2.035	3,6
México (eólico)	234	234	-
Brasil (solar)	68	-	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Energía eléctrica producida (GWh):	18.436	17.857	3,2
México (CC)	16.340	15.648	4,4
México (eólico)	656	793	(17,3)
Brasil (solar)	48	-	-
Costa Rica (hidráulica)	369	398	(7,3)
Panamá (hidráulica)	98	98	-
República Dominicana (fuel)	925	920	0,5
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	96,6	93,4	3,2 p.p.
Costa Rica (hidráulica)	97,5	93,2	4,3 p.p.
Panamá (hidráulica)	90,5	94,4	(3,9) p.p.
República Dominicana (fuel)	92,1	89,4	2,7 p.p.

La producción de los ciclos combinados de México es superior a la registrada en el año anterior como consecuencia del diferente calendario de paradas así como por la mayor venta excedente en Naco Nogales, Norte Durango y Tuxpan que inició la venta de los mismos a partir del mes de febrero de 2017. El aumento de potencia respecto al año anterior es como consecuencia del incremento de potencia en Durango principalmente por la operación de High Fogging realizada en 2017.

En cuanto a la producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo disminuye por menor recurso eólico así como por la menor producción derivada de los problemas para producir ocasionados por el terremoto ocurrido en Oaxaca. Los mantenimientos realizados en los diferentes años inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto perjudicada por una menor disponibilidad de recurso hídrico. Tal y como se menciona en la nota del resultado financiero, las concesiones de Costa Rica se contabilizan como arrendamiento financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

La producción en Panamá se encuentra en línea con la producción del año anterior como consecuencia de la menor hidráulica del último trimestre de 2017 en las zonas donde están ubicadas las centrales. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debido al diferente calendario de mantenimiento, destacando el mantenimiento anual de la central hidráulica Los Algarrobos realizado durante el segundo trimestre de 2017.

La generación en República Dominicana aumentó ligeramente respecto al año anterior debido a la mayor demanda y mayor salida del sistema de centrales más eficientes durante 2017.

En septiembre de 2017, Gas Natural Fenosa puso en operación comercial su primer proyecto de generación fotovoltaica en Brasil, los parques solares Sobral I y Sertao I, de 68MW de potencia instalada, situados en la región de Piauí, al norte del país.

## Ecoeléctrica

La aportación al consolidado de la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) asciende a 58 millones de euros y aumenta respecto al mismo período del año anterior (49 millones de euros) como consecuencia del mayor ingreso de capacidad y mayor margen de energía por menor coste de combustible. La producción del año 2017 alcanza los 2.765 GWh (al 100%), inferior a la del mismo período del año anterior (3.346 GWh) como consecuencia de un menor despacho de PREPA y los efectos del huracán María.

### **5.2. Excelencia en el servicio**

**¿Qué recursos son relevantes para este compromiso?      ¿Cómo medimos nuestro desempeño?**

Financiero.  
Manufacturado.  
Humano.  
Social.

Satisfacción de la calidad del servicio global.

### **¿Qué significa para Gas Natural Fenosa? Riesgos y enfoque de gestión**

Gas Natural Fenosa dirige sus esfuerzos a proporcionar a sus clientes un servicio y una experiencia que, además de cumplir con los requisitos legales, esté acorde con sus necesidades y cumpla los compromisos voluntariamente asumidos por el grupo.

### **¿Cuál es nuestro compromiso?**

- Trabajar para la mejora continua de la seguridad, fiabilidad y competitividad de todos los productos y servicios, ofreciendo el mayor nivel de calidad posible en función de las mejores técnicas disponibles.
- Promover una comunicación activa y bidireccional que permita entender las expectativas y opiniones de los clientes y adaptar las respuestas de Gas Natural Fenosa a sus necesidades.
- Facilitar las gestiones de los clientes a través de una operativa simple y eficiente.
- Ofertar productos y servicios innovadores que promuevan la eficiencia energética y contribuyan a la sostenibilidad de la sociedad.
- Diversificar y ampliar la oferta comercial incluyendo productos y servicios de alto valor añadido que respondan a la evolución de las necesidades de los clientes.
- Aplicar la innovación tecnológica y las mejores técnicas disponibles como medio para mantener un suministro eficiente, seguro y sostenible.

### **¿Cuáles son nuestros principales hitos en 2017?**

- Continuar avanzando en los proyectos Customer Experience y Advocacy y en Grupo de reclamaciones.
- Ejecutar el proyecto conjunto con Repsol de estaciones de GNL en los puntos principales de la red de transporte española.
- Personalizar la gestión a clientes de alto valor en pymes.
- Desarrollar nuevas herramientas interactivas de contratación flexible que den respuesta a las necesidades del nuevo mercado organizado.
- Desarrollar nuevos servicios de valor añadido que den respuesta a los requerimientos ambientales impulsados por la regulación y a la sensibilidad social en materia de ahorro energético y medio ambiente.

## Análisis de los resultados 2017

### Calidad y fiabilidad del servicio

Para Gas Natural Fenosa, el mantenimiento de sus instalaciones de gas y electricidad es esencial para alcanzar un nivel de calidad y fiabilidad del servicio satisfactorio para sus clientes, y para cumplir con los requisitos reglamentarios de los países en los que opera y con los más exigentes estándares de la industria.

Durante 2017, los principales proyectos de inversión llevados a cabo en Latinoamérica fueron la renovación de la red de gas en Argentina (24,6 km), México (46,1 km principalmente en Monterrey) y en Brasil (40,0 km en Rio de Janeiro); la renovación de acometidas en Argentina (12.481 acometidas en Buenos Aires), México (5.190 acometidas) y Brasil (1.643 acometidas).

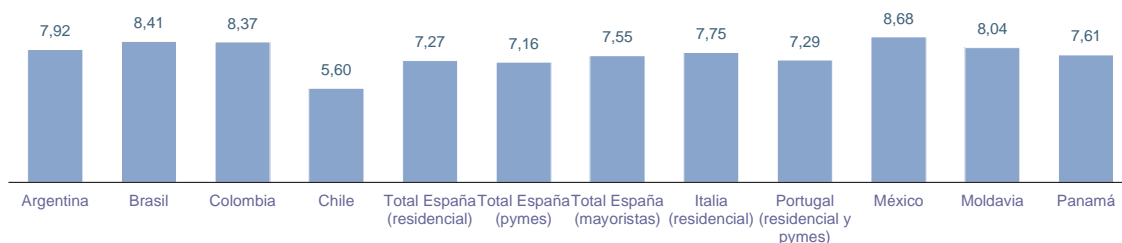
### Productos y servicios adaptados a las necesidades y prioridades del cliente

La estrategia comercial de Gas Natural Fenosa pone el foco en la satisfacción de los clientes actuales y en la optimización de la oferta comercial. Los proyectos de fidelización están orientados a contribuir a que el cliente se encuentre cómodo, al mismo tiempo que la compañía busca generar seguridad y confianza en la gestión.

Gas Natural Fenosa ofrece productos y servicios de valor añadido, más allá del suministro de gas y electricidad, con objeto de maximizar su oferta comercial y fidelizar a sus clientes. Esto permite que sus clientes puedan gestionar de manera integral las necesidades de sus hogares y negocios, y les ayude a consumir energía de manera eficiente.

En 2017 se ha consolidado el catálogo de productos y servicios para clientes residenciales y pymes con nuevas tarifas energéticas, y modalidades de mantenimiento que incorporan dispositivos inteligentes.

### Satisfacción de la calidad del servicio global



Chile ha sido calculado en base a una escala 1-7, a diferencia del resto de países en los que se ha utilizado una escala 0-10.

Gas Natural Fenosa realiza la medición de la satisfacción y recomendación de los clientes de forma continua. Durante 2017 se ha extendido y añadiendo nuevas funcionalidades a la herramienta *Customer Experience Management* (CEM) como instrumento para medir y gestionar la experiencia del cliente. Tras una interacción del cliente con la compañía, éste recibe una breve encuesta para conocer su grado de satisfacción y recomendación, y se le pide una valoración sobre cómo ha sido su experiencia.

El modelo de medición se compone de dos bloques complementarios:

- Visión general: de todos los clientes de la compañía y de los clientes de los competidores, que constituye el índice de satisfacción global.
- Visión de punto de contacto: donde se analiza la experiencia de clientes que han hecho uso reciente de los servicios y canales que se ponen a su disposición.

En el segmento minorista, Gas Natural Fenosa continúa otro año más como líder en España en satisfacción.

### Comunicación y transparencia con el cliente

Gas Natural Fenosa ha adaptado las comunicaciones con sus clientes a través del uso de las nuevas tecnologías, favoreciendo un contacto permanente.

Asimismo Gas Natural Fenosa tiene presente que la factura sigue siendo el principal canal de comunicación con sus clientes. Por ello, se realizan comunicaciones de interés para el cliente que ayudan a explicar el contenido de la misma y cómo afectan a esta los cambios regulatorios.

En el año 2017, Gas Natural Fenosa ha trabajado en la implantación de modalidades de Facturación y en el desarrollo de alternativas de estimación, implementando diversas mejoras en el proceso de facturación:

- Recepción de factura antes del cargo bancario y en tiempo.
- Posibilitar pago 365 días 24 horas de facturas no domiciliadas
- Lanzamiento pago de tarjeta en Portugal
- Lanzamiento el servicio "Entender su factura" para clientes Energy Class y Premium.

#### Servicios de atención al cliente

Gas Natural Fenosa tiene implantado un nuevo modelo de atención al cliente, que busca ser más cercano y personalizado. Este modelo se ha desarrollado en Brasil, Chile, Colombia, España, México, Panamá y Portugal y se divide en tres partes:

- Modelo operativo y formativo: busca anticiparse a las necesidades que plantean los clientes.
- Modelo tecnológico: en la implementación se está realizando una importante renovación tecnológica.
- Modelo de contratación y económico: se ha apostado por un modelo de partnership con los proveedores a nivel mundial y un alineamiento de los objetivos.

Además, por sexto año consecutivo, la compañía ha continuado prestado el servicio Energy Class, pionero en el sector energético y que tiene el objetivo de ofrecer un servicio exclusivo a los clientes de la compañía de mayor valor. En 2017, más de 104.000 clientes de gas y electricidad disfrutaron de este trato preferente y del asesoramiento de su suministro energético y la gestión de sus contratos.

#### La privacidad y seguridad de los datos del cliente

Gas Natural Fenosa ha definido una Política de Seguridad de la Información encaminada a asegurar su adecuado tratamiento en todo su ciclo de vida, desde su recogida y su tratamiento hasta su eliminación o custodia al finalizar la relación con estos.

Durante 2017, dentro del proceso de gestión de reclamaciones de privacidad definido por la compañía, se han analizado, investigado y resuelto, de forma individualizada, un total de 730 reclamaciones.

Según el informe externo de auditoría de datos, Gas Natural Fenosa cumple de manera satisfactoria con las medidas de seguridad exigidas en el Reglamento de desarrollo de la Ley Orgánica de Protección de Datos de Carácter Personal (LOPD).

Durante el 2017 se ha llevado a cabo el proyecto de análisis para la adecuación en Gas Natural Fenosa al nuevo Reglamento General de Protección de Datos Personales (RGPD) a nivel europeo. Dicho proyecto tiene unas acciones de adaptación llevadas a cabo durante el 2017 y una propuesta de acciones previstas para el próximo año 2018.



### 5.3. Gestión responsable del medio ambiente

#### ¿Qué recursos son relevantes para este compromiso?      ¿Cómo medimos nuestro desempeño?

Financiero.	Emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI). Factor de emisión de generación. Capacidad instalada libre de emisiones. Producción neta libre de emisiones. Actividad con certificación ambiental ISO 14001.
Manufacturado.	
Ambiental.	
Social.	

#### ¿Qué significa para Gas Natural Fenosa? Riesgos y enfoque de gestión

Gas Natural Fenosa es consciente de los impactos ambientales de sus actividades en el entorno donde se desarrollan, por lo que la compañía presta una especial atención a la protección del medio ambiente y al uso eficiente de los recursos naturales para satisfacer la demanda energética.

#### ¿Cuál es nuestro compromiso?

- Contribuir al desarrollo sostenible mediante la eco-eficiencia, el uso racional de los recursos naturales y energéticos, la minimización del impacto ambiental, el fomento de la innovación y el uso de las mejores tecnologías y procesos disponibles.
- Contribuir a la mitigación y adaptación del cambio climático a través de energías bajas en carbono y renovables, la promoción del ahorro y la eficiencia energética, y la aplicación de nuevas tecnologías.
- Integrar criterios ambientales en los procesos de negocio, en los nuevos proyectos, actividades, productos y servicios, así como en la selección y evaluación de proveedores.
- Minimizar los efectos adversos sobre los ecosistemas y fomentar la conservación de la biodiversidad.
- Promover el uso eficiente y responsable del agua, estableciendo actividades encaminadas al mayor conocimiento de este recurso y a la mejora en su gestión.
- Garantizar la prevención de la contaminación mediante la mejora continua, el empleo de las mejores técnicas disponibles y al análisis, control y minimización de los riesgos ambientales.

#### ¿Cuáles son nuestros principales hitos en 2017?

- Definición de la nueva Estrategia Ambiental a 2020 basada en los ejes ambientales de clima y aire, agua, capital natural y economía circular.
- Crecimiento de la potencia renovable de baja o nula emisión en línea con la estrategia de clima y aire.
- Consolidación del análisis de riesgos y oportunidades en materia de clima.
- Avance en la certificación de nuevos sistemas de gestión ambiental conforme a ISO 14001, con adaptación al nuevo referencial de 2015.
- Mantenimiento en la banda de liderazgo A en el cuestionario de *Carbon Disclosure Program (CDP)* clima y agua.
- Definición del posicionamiento y despliegue de líneas de acción en materia de economía circular.

#### Análisis de los resultados 2017

	Unidad	2017	2016
Emisiones directas de gases de efecto invernadero	MtCO <sub>2</sub> eq	20,5	19,5
Factor de emisión de generación (1)	tCO <sub>2</sub> /GWh	431	411
Capacidad instalada libre de emisiones (2)	%	22,4	22,1
Producción neta libre de emisiones (2)	%	9,7	16,4
Actividad con certificación ambiental ISO14001 (3)	%	87,7	86,3

(1) Factor de instalaciones de generación participadas mayoritariamente y gestionadas por Gas natural Fenosa (perímetro Informe Responsabilidad Corporativa).

(2) Por trazabilidad histórica, incluye generación nuclear.

(3) Respecto al total del ebitda de aquellas sociedades con impacto ambiental. El ebitda de la actividad con certificación ambiental ISO 14001 respecto al total del ebitda representa un 78,8%.

## Gestión integrada ambiental

En 2017, Gas Natural Fenosa mantuvo la certificación ambiental conforme a la norma ISO 14001 de las sociedades que generan un impacto ambiental significativo. Cabe señalar que durante este año se llevó a cabo con éxito la evolución del sistema al nuevo referencial de 2015. Las variaciones se deben al incremento de negocios certificados y a las desinversiones realizadas por el grupo, las cuales contaban con certificaciones en este referencial. En 2017 se amplió la certificación de la gestión ambiental a sociedades de distribución y distribución de gas en Chile.

La planificación ambiental se encuentra englobada en el Plan de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud. Este plan se compone de Estrategias y Líneas de Acción que definen las pautas de trabajo para cada periodo. Durante 2017, se definieron 257 objetivos relacionados con la gestión del medio ambiente con un cumplimiento del plan satisfactorio.

La formación ambiental es una herramienta básica para prevenir y reducir los impactos ambientales y mejorar el control operacional ambiental en nuestras actividades. En este sentido en 2017 se impartieron un total de 3.826 horas a 1.572 participantes, con un desempeño del 140% y 133% respectivamente a las horas y participantes de acuerdo a lo planificado.

## Estrategia Ambiental a 2020

La Estrategia Ambiental se desarrolla en cuatro ejes ambientales y dos transversales. Los ejes ambientales están definidos en función de los vectores clave en la gestión ambiental de la compañía:

- Clima y aire: Reducir las emisiones con nuestras operaciones y fomentar el uso de energía sostenible.
- Agua: Promover el uso eficiente y responsable del agua.
- Capital Natural: Minimizar los impactos sobre los ecosistemas e impulsar el capital natural.
- Economía Circular: Optimizar el consumo y potenciar la recirculación de recursos.

Los ejes transversales son necesarios para la integración de la sostenibilidad ambiental en la toma de decisión de los negocios del Grupo son la gestión integrada y la formación y comunicación. A su vez, los ejes se despliegan en 22 líneas de acción (16 ambientales y 6 transversales). Cada línea de acción se divide en un conjunto de acciones que marcan las pautas de actuación para la definición de objetivos (acciones particulares) por parte de cada negocio.

La Estrategia se materializa a través del modelo de gestión ambiental de Gas Natural Fenosa, basado en la norma internacional ISO 14001, el cual forma parte fundamental del sistema integrado de gestión (SIG) de calidad, medio ambiente, seguridad y salud de la compañía.

### **1. Clima y aire**

El eje clima y aire tiene por objeto reducir las emisiones con nuestras operaciones y fomentar el uso de energía sostenible. Las líneas de acción asociadas a este eje son:

- Reducir las emisiones con las operaciones.
- Disminuir las emisiones mediante eficiencia energética.
- Desarrollar servicios y productos sostenibles.
- Integrar la gestión interna del cambio climático.
- Determinar el impacto y desempeño

La operación de centrales térmicas en 2017 se incrementó significativamente con respecto a 2016 como consecuencia de la menor disponibilidad de recursos renovables en España. La carencia de precipitaciones y viento han impedido la operación normal del parque no emisor, siendo necesaria la entrada de energías gestionables y emisoras para satisfacer la demanda energética. En consecuencia se han registrado unos valores de emisión significativamente superiores a los de 2016 con una meteorología más favorable, aunque no tan elevados como los de 2015.

Gas Natural Fenosa apuesta claramente por un crecimiento sostenido en su parque de generación renovable. Por las circunstancias descritas, la producción de electricidad con fuentes renovables fue

inferior a la de 2016. A pesar de ser 2017 un año seco y de baja eolicidad, se aprecia un menor impacto ambiental cuando es comparado con años meteorológicamente parecidos como 2012. Cabe señalar los nuevos desarrollos de tecnologías renovables en Brasil y los que entrarán en 2018 en Canarias.

Gas Natural Fenosa interviene activamente en las iniciativas empresariales globales de acción climática y en los foros internacionales de mayor relevancia como la Conferencia de las Partes de Naciones Unidas.

En 2017, se registró un incremento de las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas sólidas totales (PST) a la atmósfera, debido al mayor funcionamiento de las centrales térmicas, provocado por el descenso de la generación renovable en España.

Asimismo se han producido avances significativos asociados al desarrollo de gas renovable y la promoción de la movilidad sostenible con bajas emisiones.

## **2. Agua**

Con el objetivo de promover el uso eficiente y responsable del agua, las líneas de acción asociadas a este eje son:

- Optimizar el consumo y reducir el vertido de agua.
- Fomentar el uso sostenible del agua entre nuestros grupos de interés.
- Incorporar el agua en el proceso de toma de decisiones.
- Determinar el impacto y desempeño.

En líneas generales, en 2017 se produjo un incremento del volumen de agua consumida, debido, principalmente, a la mayor demanda en la actividad de las centrales térmicas de carbón y ciclos combinados.

## **3. Capital Natural**

El objeto de este eje es minimizar los impactos sobre los ecosistemas e impulsar el capital natural. En este sentido, las líneas de acción asociadas son:

- Reducir y compensar nuestros impactos y potenciar el valor de los entornos naturales.
- Determinar nuestro impacto sobre el capital natural.
- Determinar el impacto y desempeño.

La compañía sigue avanzando para ampliar el enfoque de su gestión ambiental hacia la valoración del capital natural, es decir, de las reservas de activos naturales renovables y no renovables disponibles en la naturaleza, con el fin de identificar y valorar las dependencias y los impactos (negativos y positivos) de sus actividades.

La compañía llevó a cabo numerosas actuaciones a 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.

## **4. Economía circular**

Gas Natural Fenosa centra sus esfuerzos en materia de economía circular en optimizar el consumo y potenciar la recirculación de recursos. Para ello, desarrolla las siguientes líneas de acción:

- Optimizar el consumo de materias primas.
- Reducir la generación de residuos y fomentar su transformación en subproductos.
- Contribuir al desarrollo de regulación en economía circular.
- Determinar el impacto y desempeño.

En 2017, la generación de residuos no peligrosos más significativos se incrementó con respecto a 2016. Por los motivos expuestos con anterioridad, cabe señalar el aumento en la generación de cenizas y escorias.

## 5.4. Interés por las personas

### ¿Qué recursos son relevantes para este compromiso?

Financiero.  
Humano.  
Social.

### ¿Cómo medimos nuestro desempeño?

Número total de empleados  
Edad media y promedio de antigüedad  
Índice de rotación voluntaria  
Total horas de formación  
Participantes Universidad Corporativa  
Plantilla formada (%)  
Tiempo de formación por empleado  
Inversión en formación por persona  
Índice de integración de personas con discapacidad  
Diversidad hombres/mujeres  
Mujeres en puestos directivos

### ¿Qué significa para Gas Natural Fenosa? Riesgos y enfoque de gestión

Para Gas Natural Fenosa es fundamental promover un entorno de trabajo de calidad, basado en el respeto, la diversidad y el desarrollo personal y profesional. Asimismo, Gas Natural Fenosa tiene un Código Ético donde se establecen las pautas que han de presidir el comportamiento ético de todos sus empleados en su desempeño diario y, específicamente, en lo que respecta a las relaciones e interacciones que mantiene con todos sus grupos de interés.

### ¿Cuál es nuestro compromiso?

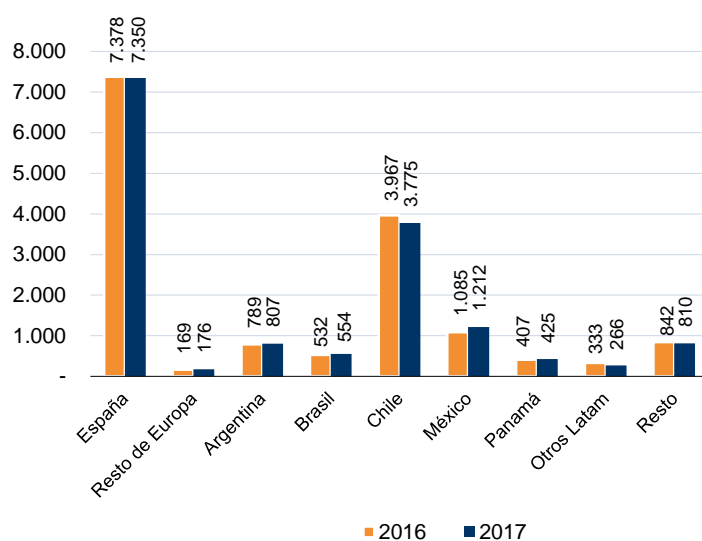
- Aplicar las mejores prácticas en la identificación, captación y fidelización del talento necesario para el desarrollo de los negocios, asegurando los principios de equidad y no discriminación por causa alguna (discapacidad, edad, género, trayectoria profesional previa, etc).
- Favorecer el desarrollo profesional de las personas dentro del modelo de gestión del talento, asegurando la puesta a disposición, para todos los profesionales, de los medios, programas y herramientas necesarias para potenciar sus habilidades y competencias.
- Promover un entorno de trabajo motivador que asegure el reconocimiento interno de la cultura del esfuerzo, la autonomía necesaria para poder crear, desarrollar e innovar, y un marco de compensación total en concordancia.
- Asegurar la implantación efectiva de mecanismos de flexibilidad que faciliten el equilibrio entre vida profesional y personal y favorezcan el desarrollo humano y social de las personas.
- Fomentar la diversidad y la igualdad de oportunidades en un entorno de respeto, escucha y diálogo permanente, prestando especial atención a la inclusión de la discapacidad y haciendo extensible este compromiso a los proveedores y empresas colaboradoras.
- Promover una interlocución constante entre la compañía y los representantes sociales que permita la retroalimentación para la toma de decisiones.

### ¿Cuáles son nuestros principales hitos en 2017?

- Consolidación del modelo Strategic Workforce Planning para la planificación y gestión de plantillas.
- Transformación cultural y desarrollo de servicios PIP para acompañar la implantación de cultura de innovación.
- Gestión del talento, diversidad, liderazgo e internacionalización.
- Consolidación del modelo operacional de la gestión de los recursos humanos.

## Análisis de los resultados 2017

### Distribución geográfica número de empleados a cierre ejercicio



	2017	2016
Número total de empleados	15.375	15.502

Nota: No incluye el número de personas correspondiente a los negocios interrumpidos que ascienden a 1.396 personas en 2017 (1.727 personas en 2016) ni el número de empleados de las sociedades consolidadas siguiendo el método de la participación que ascienden a 819 personas en 2017 (848 personas en 2016).

### Edad media y promedio de antigüedad

	Años
Edad media	44,1
Promedio antigüedad	14,7

### Índice de rotación voluntaria

	2017	2016
Índice de rotación voluntaria	2,9	2,5

La rotación de la plantilla asciende a 6,4 en 2017 y 7,1 en 2016.

### Formación

	2017	2016
Total de horas de formación	613.623	889.626
Participantes Universidad Corporativa	97.604	138.872
Plantilla Formada (%)	93,7	87,4
Tiempo de formación por empleado	38,4	51,0
Inversión en formación por persona (euros)	897	803

Nota 1: Se produce un descenso en las horas medias por empleado, y en general en todos los indicadores de formación, por la consolidación de datos de Chile, con un volumen formativo menor al del resto del grupo y por la reducción del número de programas transversales.

Nota 2: La Universidad Corporativa permaneció cerrada durante 3 meses para la implantación de los nuevos sistemas corporativos con lo cual, el indicador final de horas de formación realizadas se ha visto afectado por este suceso.

### Diversidad e igualdad (%)

	2017	2016
Índice de integración de personas con discapacidad en España	2,57	2,42
Diversidad hombres/mujeres	71/29	71/29
Mujeres en puestos directivos	26,2	25,7

## Estrategia de gestión de personas

Durante 2017 la estrategia de gestión de personas en Gas Natural Fenosa se ha centrado en las palancas de transformación cultural, experiencia de empleado, planificación estratégica de personas y nuevos modelos de performance organizativo.

### Ámbitos y palancas de la estrategia de gestión de personas

<i>Performance organizativo</i>	<i>Desarrollo cultural</i>	<i>Liderazgo y talento</i>
<b>Smart simplicity</b> <ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Nuevos modelos organizativos.</li><li>&gt; Evolución de los procesos de gestión de personas.</li></ul>	<b>Transformación cultural</b> <ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Cultura objetivo.</li><li>&gt; Evolución de los procesos de gestión de personas.</li><li>&gt; Role-modeling.</li></ul>	<b>Planificación estratégica de las personas</b> <ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Cuidamos la experiencia.</li><li>&gt; Diversidad.</li><li>&gt; Internacionalización del perfil del grupo.</li><li>&gt; Strategic workforce planning.</li></ul>
<b>Extended workforce</b> <ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Fronteras de subcontratación.</li><li>&gt; Modelo de relación Gas Natural Fenosa-proveedores.</li><li>&gt; Gestión del riesgo laboral.</li></ul>	<b>Experiencia del empleado</b> <ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Employee journey.</li><li>&gt; Employer branding.</li></ul>	<b>Liderazgo</b> <ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Employee journey.</li><li>&gt; Employer branding.</li><li>&gt; Meritocracia.</li></ul>
<b>Human Resources Operating Model</b> <ul style="list-style-type: none"><li>&gt; HR analytics.</li><li>&gt; CSC productivity.</li></ul>		

Gas Natural Fenosa pretende ofrecer a sus empleados un empleo estable y de calidad, y una carrera profesional sólida, estructurada y atractiva, donde el 96% de los puestos son de carácter indefinido.

En este sentido, cabe destacar que un 84% de los empleados manifiesta tener un alto grado de compromiso con la compañía (dato Encuesta Clima 2017).

En 2017 el ciclo de gestión del talento se ha aplicado al conjunto de profesionales que ocupan posiciones directivas y se ha integrado en la nueva plataforma digital de gestión del talento "Evolution", basada en tecnología SAP. Se han realizado sesiones formativas presenciales en todas las geografías encaminadas a asegurar la experiencia de uso de la nueva plataforma y la comprensión del ciclo anual de talento.

La compañía realiza, a través del modelo global de gestión de talento, la evaluación de las competencias profesionales, los planes de desarrollo individual, la segmentación del talento y la movilidad interna y promoción. El modelo está implantado en todos los países, con el objetivo de ofrecer oportunidades de desarrollo a todos los profesionales a través de acciones personalizadas de aprendizaje, movilidad, asignación de proyectos o incorporación a programas de coaching y mentoring.

La movilidad interna es un pilar fundamental del compromiso con las personas y para ello se pone a disposición de los empleados la oferta de movilidad interna a través de las plataformas digitales de comunicación.

Para Gas Natural Fenosa es fundamental el fomento de la diversidad y la igualdad de oportunidades y velar por mantener un entorno de respeto, escucha y diálogo permanente, prestando especial atención a la inclusión de las personas con capacidades diferentes y haciendo extensible este compromiso a los proveedores y empresas colaboradoras.

En 2017, el compromiso de la compañía por la diversidad continúa siendo firme, consolidándose el Plan Integral de Diversidad (PID) que aglutina iniciativas específicas para la gestión de personas, clasificadas en tres ámbitos de actuación: género, capacidades diferentes y edad

Gas Natural Fenosa continúa apostando por el equilibrio entre la vida profesional y personal mediante la aplicación de medidas de flexibilización laboral, servicios y beneficios adaptados a las necesidades de los empleados.

### Compensación y retribución

La política retributiva de Gas Natural Fenosa busca responder a la equidad en el ámbito interno y por la competitividad desde el punto de vista del mercado. Se distinguen dos modelos:

- El nivel retributivo de los empleados incluidos en el convenio colectivo es establecido en función del grupo y subgrupo profesional al que pertenecen.
- Para aquellos empleados no incluidos dentro del convenio colectivo, las retribuciones se definen individualmente, en el marco de una política general que es informada al Consejo de Administración de la compañía.

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 de promoción conjunta, principal vehículo de financiación de los compromisos post-empleo.

### Comunicación interna con los empleados

La comunicación interna tiene como objetivo contribuir al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la compañía basados en el crecimiento, la seguridad, el liderazgo, la innovación y el cliente en el centro, apoyándose en las diferentes áreas de negocio y con el objetivo de contribuir a aumentar el orgullo y el sentimiento de pertenencia.

Gas Natural Fenosa cuenta con numerosos canales para difundir estos mensajes como la intranet corporativa y la revista Natural que se distribuye a nivel internacional. Durante el 2017 se ha trabajado en la creación de un nuevo canal corporativo para los contenidos informativos que hasta ahora se vehiculaban a través de la intranet, que se llamará Naturalnews y cuyo lanzamiento está previsto para principios del 2018, dando un giro hacia una comunicación más digital, con un diseño más amigable, accesible a través de dispositivos móviles, multi-idioma, interactivo y con nuevos contenidos informativos para incrementar la satisfacción de los empleados y fomentar su participación y colaboración.

En el 2017 se han publicado más de 950 noticias en Naturalnet y alrededor de 40 vídeos con un gran protagonismo de los empleados. La revista Natural también ha modificado su diseño para hacerla más atractiva y cercana.

La red social corporativa de la compañía, Yammer, está cada vez más consolidada y cuenta ya con casi 9.000 usuarios registrados a nivel internacional.

## 5.5. Seguridad y salud

### ¿Qué recursos son relevantes para este compromiso?

Financiero.  
Manufacturado.  
Humano.  
Social.

### ¿Cómo medimos nuestro desempeño?

Número de accidentes con baja  
Días perdidos  
Víctimas mortales  
Índice de frecuencia  
Índice de gravedad  
Índice de incidencia

### ¿Qué significa para Gas Natural Fenosa? Riesgos y enfoque de gestión

Las actividades de Gas Natural Fenosa se planifican y desarrollan teniendo como aspecto crítico y de mayor relevancia la seguridad, la salud y el bienestar de las personas. La seguridad y salud en el trabajo constituye un compromiso estratégico e irrenunciable en la compañía, según se recoge en su Código Ético, Política de Responsabilidad Corporativa y Política de Derechos Humanos.

### ¿Cuál es nuestro compromiso?

- Garantizar que la seguridad y la salud son una responsabilidad individual no delegable, que a través de un compromiso colectivo visible es liderada por la Alta Dirección y asumida de forma proactiva e integrada por toda la organización, así como por los proveedores y empresas colaboradoras.
- Velar por que cualquier situación potencial de riesgo que pudiera afectar a los trabajadores, proveedores, clientes, público y a la seguridad de las instalaciones sea notificada, evaluada y gestionada de un modo apropiado.
- Trabajar para mantener un entorno laboral exento de riesgos integrando en la gestión empresarial la prevención de riesgos laborales y las actuaciones de protección y promoción de la salud y el bienestar.
- Establecer el aprendizaje como motor de la cultura de la seguridad, mediante la formación continua, el análisis de accidentes e incidentes, la difusión de las lecciones aprendidas y la educación y la promoción de la salud.
- Integrar criterios de Seguridad y Salud exigentes en los procesos de negocio, en los nuevos proyectos, actividades, instalaciones, productos y servicios, así como en la selección y evaluación de proveedores y empresas colaboradoras, cuyo incumplimiento condicione el inicio o la continuidad de la actividad.
- Invertir en nuevas estrategias de educación sanitaria y promoción de la salud, que permitan que el lugar de trabajo se convierta en el vector de transmisión de conductas saludables para el trabajador y su entorno

### ¿Cuáles son nuestros principales hitos en 2017?

- La puesta en marcha del Programa de sensibilización en seguridad y salud “Viaje a la seguridad para empresas colaboradoras”.
- La implantación de la metodología de cálculo de indicadores de siniestralidad para empresas colaboradoras.
- La implantación del nuevo modelo de gestión de formación de seguridad y salud en el ámbito global de la compañía.
- La implantación de la medicina preventiva en la compañía.
- El afianzamiento del modelo de empresa saludable en los países ya certificados y la consecución.



## Análisis de los resultados 2017

### Indicadores de siniestralidad empleados y de contratistas y subcontratistas

	2017					
	Empleados			Contratistas y subcontratistas		
	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres
Nº accidentes con baja	45	40	5	491	459	32
Días perdidos	1.708	1.605	103	12.674	11.789	885
Víctimas mortales	-	-	-	2	2	-
Índice de frecuencia	1,3	1,65	0,49	4,41	4,87	1,88
Índice de gravedad	0,05	0,07	0,01	0,11	0,13	0,05
Índice de incidencia	2,65	3,34	0,99	7,41	8,19	3,15

Se registra un descenso generalizado en la totalidad de indicadores que afianza el compromiso con la Seguridad y Salud del grupo:

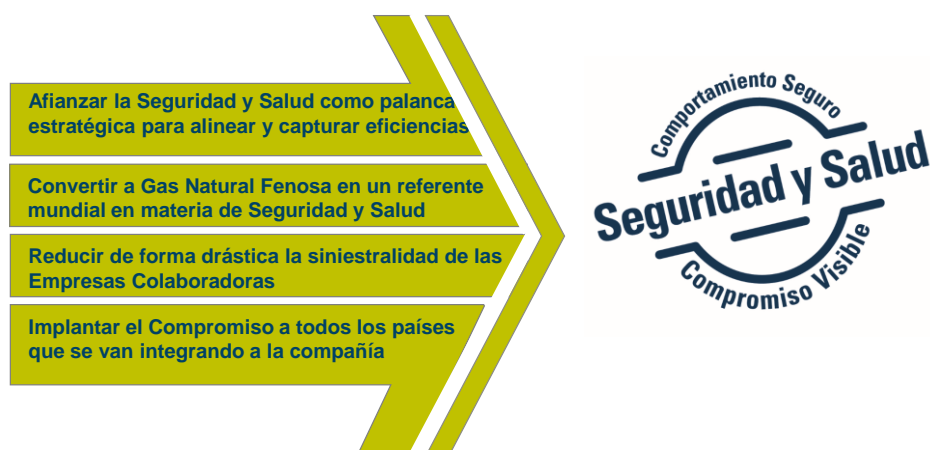
- Descenso del 31 % en accidentes con baja in labore y del 24 % en Índice de Frecuencia respecto 2016.
- Descenso del 30 % en jornadas perdidas y del 17 % en Índice de Gravedad respecto 2016.
- Descenso del 24 % en el Índice de Incidencia.

Cabe destacar que desde el Inicio del Compromiso se ha producido un descenso acumulado del 77 % en el Índice de Frecuencia (5,60 a 1,30), así como que no ha habido mortales de personal propio desde el año 2015.

### Estrategia de Seguridad y Salud

La seguridad y la salud son elementos esenciales dentro de la estrategia empresarial de la compañía, lo que se denomina el "Compromiso de Seguridad y Salud", uno de los compromisos principales establecidos en la Política de Responsabilidad Corporativa. Se busca una cultura común en la que todos los niveles de la compañía, liderada por el Consejo de Administración, adquieran un compromiso firme para lograr la mejora continua en este ámbito.

La estrategia en seguridad y salud pivota sobre cuatro pilares, a partir de los cuales se han desarrollado distintos objetivos estratégicos y metas a conseguir. Los cuatro pilares son:



La seguridad continúa siendo la temática con mayor formación impartida en toda la compañía, con 159.475 horas, y la extensión de la cultura a las empresas colaboradoras se garantiza a través de las 36.730 inspecciones o supervisiones de trabajos que se establecen como mecanismo de ayuda al cumplimiento de la disciplina operativa.

## Prevención de riesgos

Para garantizar la seguridad en las actividades de Gas Natural Fenosa, se han establecido actuaciones orientadas a la prevención de accidentes e incidentes que se apoya en los siguientes principios:



Gas Natural Fenosa dispone de un procedimiento general de aplicación a todo el grupo, que establece las pautas y principios que deben seguirse para la identificación, evaluación y control de los riesgos laborales. Se establecen los siguientes periodos de revisión:

- Evaluaciones de riesgos cada tres años.
- Controles anuales de las condiciones de seguridad y salud.
- Seguimientos de las medidas preventivas a implantar como consecuencia de la evaluación de riesgos y controles trimestrales.

Gas Natural Fenosa desarrolla mecanismos orientados a garantizar que el nivel de seguridad de las empresas colaboradoras sea el mismo que el de personal propio. En los últimos años se ha implantado un plan de impacto para el conjunto de las empresas colaboradoras de Gas Natural Fenosa que abarca, entre otros, la realización de inspecciones en obras, la implantación de itinerarios formativos, la aplicación de las Observaciones Preventivas de Seguridad, la creación de listas de verificación previas al inicio de trabajos y la planificación de reuniones de coordinación. Además, cada empresa colaboradora, debe disponer de un plan de acción que asegurará unos mínimos en materia de seguridad.

### Comunicación a empleados y planes de acción

El Compromiso de Seguridad y Salud, recoge como principales objetivos de comunicación reforzar el compromiso y reconocer el esfuerzo. Estos dos objetivos de comunicación se han implementado mediante las siguientes acciones:

- Poniendo el foco en el riesgo de caídas al mismo nivel, la concienciación de la seguridad vial y en la seguridad de las empresas colaboradoras.
- Proporcionando un valor añadido al empleado a través de acciones participativas.
- Dando protagonismo al empleado a través del reconocimiento.

## Formación y sensibilización

Gas Natural Fenosa ha buscado un cambio cultural logrado en la compañía durante los últimos años en materia de seguridad y salud a través en gran parte de los esfuerzos realizados por ofrecer una formación de calidad, tanto a empleados propios como a empresas colaboradoras. Con respecto a acciones formativas, cabe destacar los talleres impartidos de realidad virtual.

## Certificaciones

A lo largo de 2017, se han realizado 42 auditorías internas por auditores cualificados y 32 auditorías externas del sistema de gestión conforme a OHSAS 18001. Además, este año, se ha implantado un sistema de auditorías internas que permiten analizar el grado de implantación del Compromiso de Seguridad y Salud en cada uno de los negocios de la compañía.

## Seguridad en las instalaciones y procesos

Gas Natural Fenosa tiene la gestión de riesgos industriales incluida dentro de la actividad preventiva. Esta gestión de riesgos tiene como principales objetivos la detección y minimización de riesgos en actividades, productos y servicios que pudieran afectar a las instalaciones de la compañía o a su entorno, pudiendo ocasionar daños a las personas, al medio ambiente, o a los bienes.

Además, durante el año 2017 se han realizado auditorías de seguridad a los diferentes procesos técnicos de la compañía, para verificar el cumplimiento de la reglamentación y normativa vigente del país, de los procedimientos técnicos establecidos por el grupo y de la normativa interna propia de la unidad de negocio. Asimismo, se revisa el seguimiento y control de los riesgos operacionales relativos a tecnología, accidentes y averías e impactos sobre el medio ambiente, y de los parámetros relevantes de gestión. El objetivo principal es aportar valor a las líneas de negocio y ayudar en la mejora continua de los procesos.

## Salud

Gas Natural Fenosa mantiene el firme compromiso de ofrecer a sus empleados un ambiente de trabajo saludable y de bienestar. La Unidad de Asistencia Médica y Salud Integral contribuye al logro de este objetivo.

El Plan director de salud define las líneas estratégicas y establece el marco general de actuación de Gas Natural Fenosa en materia de salud, ergonomía y psicología.

<b>Objetivos del Plan director de salud</b>	
Actuaciones homogéneas	Velar por la salud de los trabajadores, desarrollando actuaciones homogéneas respetando las diferencias inherentes a cada país.
Cumplimiento de la normativa	Vigilar el cumplimiento de la normativa correspondiente a cada ámbito en materia de salud.
Desarrollo de actividades por parte de colaboradores externos	Coordinar el desarrollo de las actividades por parte de los colaboradores externos así como establecer las medidas de su seguimiento y control.
Definición de indicadores	Definir los indicadores necesarios para evaluar la implantación y desarrollo del "Plan director de salud" así como todas y cada una de las actividades que lo componen.
Formación continua	Garantizar la formación continua de los profesionales que integran la actividad, la información al respecto de novedades tecnológicas punteras y promover la creatividad para la innovación.

## 5.6. Cadena de suministro responsable

### ¿Qué recursos son relevantes para este compromiso?

Financieros.  
Manufacturados.  
Humanos.  
Sociales.

### ¿Cómo medimos nuestro desempeño?

Número total de proveedores  
Volumen total de compras adjudicado  
Evaluación de proveedores ESG  
Número de proveedores críticos  
Proveedores suspendidos de homologación

### ¿Qué significa para Gas Natural Fenosa? Riesgos y enfoque de gestión

Los proveedores y las empresas colaboradoras son actores fundamentales en el óptimo funcionamiento de la cadena de valor de Gas Natural Fenosa con los que la compañía pretende promover el mantenimiento de relaciones de confianza a largo plazo, estables, sólidas y de beneficio mutuo, bajo los principios de eficacia y gestión del riesgo.

### ¿Cuál es nuestro compromiso?

- Extender la cultura de Gas Natural Fenosa a la cadena de suministro, transmitiendo el objetivo de excelencia en el servicio y los principios de actuación responsable de la compañía, y fomentando la incorporación de criterios de sostenibilidad en su gestión diaria.
- Promover el cumplimiento de los códigos y políticas de Gas Natural Fenosa en la cadena de suministro, especialmente en el ámbito de derechos humanos, la ética y la seguridad y salud.
- Fomentar la contratación de proveedores del país o región donde la compañía desarrolla sus actividades, apoyando la generación de impacto social positivo.
- Garantizar la equidad, independencia y transparencia en el proceso de contratación.
- Promover el Desarrollo de proveedores identificando oportunidades de colaboración e innovación y fomentando un entorno de comunicación transparente, para garantizar la adecuación de las empresas colaboradoras a los estándares de responsabilidad social corporativa, calidad, seguridad y servicio del Grupo.

### ¿Cuáles son nuestros principales hitos en 2017?

- Finalización de la implantación del proceso de clasificación de proveedores en todo el grupo
- Finalización de la extensión e implantación de la plataforma Bravo en las principales filiales

### Análisis de los resultados 2017

La compañía promueve el mantenimiento de relaciones a largo plazo y de confianza, bajo los principios de transparencia, objetividad y gestión del riesgo.

	2017	2016
Número total de proveedores	9.877	12.072
Volumen total de compra adjudicado (millones de euros)	3.428	3.599
Evaluación de proveedores ESG <sup>1</sup> (número)	4.758	1.556
Número de proveedores críticos	2.457	1.556
Proveedores suspendidos de homologación	7	15

<sup>1</sup> Environmental, Social and Governance

### La gestión de la cadena de suministro

La gestión de la cadena de suministro se basa en la aplicación de condiciones contractuales unificadas y universales para todo el ámbito de actuación :

- Código ético aplicable a los procesos de adquisición.
- Clasificación de los proveedores en función de lo que pueden suministrar y del nivel de riesgo que implica ese suministro.

- Seguimiento de los requerimientos fijados en las condiciones contractuales a los proveedores adjudicatarios y de los niveles de servicio realmente prestados.
- Valoración del desempeño de los proveedores adjudicatarios para obtener una calificación objetiva de los mismos que pueda ser empleada para posteriores procesos de licitación y acciones de mejora y desarrollo de proveedores.

Gas Natural Fenosa participa de forma activa en asociaciones y ferias en materia de gestión de la cadena de suministro. En este sentido, la compañía es miembro de la Asociación española de profesionales de compras, contratación y aprovisionamientos (Aerce) y RePro en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, España e Italia. Asimismo, la compañía está suscrita a la red mundial Procurement Leaders y ha participado durante 2017 de manera activa en el Congreso de CPOnet. También forma parte del Procurement Leadership Council, iniciativa del Corporate Executive Board

Fases del proceso de gestión de la cadena de suministro:

1. Modelo contractual: Condiciones contractuales unificadas y universales para todo el ámbito de actuación de la sociedad. Código ético aplicable a los procesos de adquisición, recogido en el Código Ético del Proveedor, basado en los principios de transparencia, trazabilidad, auditabilidad y equidad.
2. Proceso de clasificación y homologación: Clasificación de los proveedores en función de la categoría de compra que pueden suministrar y del nivel de riesgo que implica ese suministro. El resultado de este proceso es el árbol de proveedores que agrupa a los aptos para poder participar en las distintas licitaciones según los niveles de riesgo de las mismas. Los procesos que precisan homologación se determinan de acuerdo a factores de riesgo de Calidad, Seguridad y Salud, Medioambiente, Social y de Gobierno y Operativo, buscando asegurar que los proveedores cumplen con los requisitos solicitados.
3. Cumplimiento contractual y gestión documental: Seguimiento y análisis del desempeño de los proveedores adjudicatarios desde distintos puntos de vista, para obtener una valoración objetiva de los mismos que pueda ser empleada para posteriores procesos de licitación y acciones de mejora y desarrollo de proveedores.
4. Valoración del desempeño: Seguimiento y análisis del desempeño de los proveedores adjudicatarios desde distintos puntos de vista, para obtener una valoración objetiva de los mismos que pueda ser empleada para posteriores procesos de licitación y acciones de mejora y desarrollo de proveedores.
5. Desarrollo de Proveedores: Establecer relaciones estratégicas que faciliten oportunidades de colaboración y mejora en los productos y servicios suministrados.

Los factores de riesgo de la cadena de suministro son elementos, condicionantes o situaciones inherentes a la misma que se consideran significativos para la consecución de los objetivos. Los factores de riesgos evaluados son:

- Seguridad y salud: Mide el riesgo potencial de una actuación incorrecta, un fallo del servicio y/o producto en relación a la vida o la integridad física de las personas.
- Calidad: Impacto que supondría en Gas Natural Fenosa el incumplimiento por parte del proveedor de los niveles de calidad esperados o acordados.
- *Environmental, social and corporate governance* (ESG): Mide el riesgo existente de adquisición de productos y contratación de servicios que no sean respetuosos con el medio ambiente, estén fabricados o generados en condiciones socialmente injustas, o con prácticas laborales éticamente no correctas.
- Riesgo operativo: Impacto en la operativa en que puede incurrir Gas Natural Fenosa como consecuencia de una falta de continuidad en el suministro de un bien o servicio por parte de los proveedores adjudicatarios.
- Riesgo legal: Posibilidad de violaciones e incumplimientos por parte de los proveedores con las leyes, reglas y prácticas que les apliquen.

## Evaluación de proveedores

La evaluación de proveedores en Gas Natural Fenosa se compone del proceso de clasificación empresarial del proveedor y del proceso de homologación del proveedor para el suministro. Ambos procesos se articulan en función del mapa de riesgos por subfamilia de compras.



Respecto al proceso de clasificación de proveedores, durante 2017 se ha extendido el nuevo modelo de clasificación de proveedores implantado en España, Brasil, Colombia, Italia y Chile, a las filiales de Argentina, México y Panamá, siendo la puesta en funcionamiento a principios de 2018.

Las auditorías se realizan en el proceso de homologación y de seguimiento de proveedores. En las auditorías, in situ o en remoto, se verifica el cumplimiento de los requisitos específicos definidos para el servicio o material de las categorías clasificadas de nivel alto en alguno de los factores de riesgo.

Para proveedores de servicios, se realizan encuestas a las unidades de Gas Natural Fenosa para medir su grado de satisfacción con los proveedores. En 2017 estas encuestas se han realizado en proveedores que han realizado actividades relevantes o consideradas clave en los procesos de la compañía, y principalmente se ha focalizado en actividades catalogadas en riesgo alto en seguridad y salud. Se han realizado encuestas en Argentina, Brasil Colombia, España, Italia, México, Moldavia y Panamá..

## 5.7. Compromiso social

**¿Qué recursos son relevantes para este compromiso?**

Financiero.  
Manufacturado.  
Humano.  
Social.

**¿Cómo medimos nuestro desempeño?**

Valor económico distribuido.  
Inversión en acción social.

### **¿Qué significa para Gas Natural Fenosa? Riesgos y enfoque de gestión.**

Gas Natural Fenosa está comprometida con el desarrollo económico y social de las regiones en las que desarrolla sus actividades, para los que trata de aportar conocimientos, capacidad de gestión y creatividad, así como dedicando parte de los beneficios a la inversión social. La compañía busca, a través del diálogo con la sociedad, conocer las expectativas e intereses de las comunidades donde opera y poder así implicarse en su desarrollo procurando dar la respuesta más adecuada a sus necesidades.

### **¿Cuál es nuestro compromiso?**

- Garantizar un diálogo fluido y bidireccional, y promover la involucración en las comunidades locales respetando la cultura, las normas y el entorno, de modo que sus preocupaciones sean respondidas adecuadamente y con prontitud.
- Realizar evaluaciones del impacto social que produce la actividad de la compañía para evitar o mitigar los efectos adversos que se puedan generar y potenciar los efectos positivos.

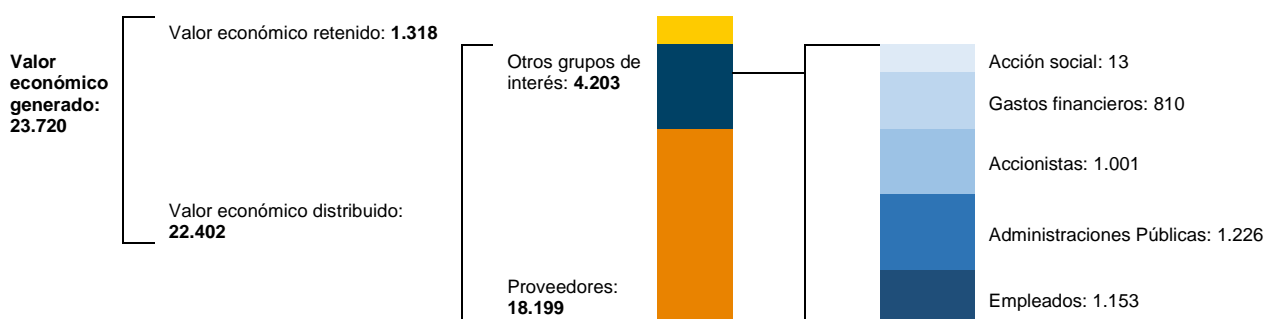
- Desarrollar iniciativas en el marco de la *venture philanthropy* para la creación de valor compartido y de impacto social positivo en proyectos energéticos.
- Promover la educación, la riqueza cultural, la salud, la investigación y la inclusión de los colectivos más desfavorecidos a través de la inversión social.
- Transferir conocimiento y valores a la sociedad a través de acuerdos de colaboración con la comunidad académica y utilizar los mecanismos necesarios y/o existentes como vehículo de transmisión de los niveles de calidad de servicio a las empresas colaboradoras y proveedores.

### ¿Cuáles son nuestros principales hitos en 2017?

- El lanzamiento de la cuarta edición de CINERGIA.
- La revisión y actualización de la Norma General de Patrocinio y Donación.
- La consolidación de la actividad de la Fundación Gas Natural Fenosa en Chile.
- La puesta en marcha, con la colaboración de la Fundación Gas Natural Fenosa, el programa piloto dirigido a colectivos vulnerables en pobreza energética.

### Análisis de los resultados 2017

#### Valor económico distribuido. Detalle por grupos de interés (millones de euros)



#### Aportaciones económicas

Para Gas Natural Fenosa constituye una parte importante de su compromiso las aportaciones económicas a programas de inversión social. En 2017, la cuantía de las aportaciones ascendió a 12,9 millones de euros.

	<b>Millones euros</b>
Inversión en acción social	12,9

#### Generación de riqueza y bienestar donde la compañía está presente

Gas Natural Fenosa desarrolla su compromiso con la sociedad a través de cuatro líneas de actuación prioritarias que están alineadas con las áreas clave de la compañía.

##### 1. Acceso a la energía

Gas Natural Fenosa desarrolla su actividad en zonas en las que el suministro de energía no alcanza a toda la población. Para la compañía, es muy importante atender a las personas que viven en estas áreas. Por ello, trabaja activamente en el desarrollo de sus redes de distribución.

El proyecto desarrollado en Cuartel V, en Argentina, o los convenios en Chile, han permitido facilitar el acceso a energías limpias y seguras a decenas de miles de personas. Entre las iniciativas llevadas a cabo por la compañía, destacan el modelo inclusivo de gasificación integral en Argentina, acceso a la energía a clientes vulnerables en Brasil, México y España.

Asimismo, la compañía ha desarrollado un Plan de Vulnerabilidad para la protección de clientes vulnerables, en España, para evitar el corte de suministro en clientes que los servicios sociales municipales han informado que lo son.

Para ello, Gas Natural Fenosa ha puesto en marcha un paquete específico de 20 medidas con una dotación económica de 4,5 millones de euros y un equipo de 60 empleados. Las iniciativas son de carácter tanto operativo como social, lo que permitirá hacer un seguimiento y desarrollo integral hacia la vulnerabilidad energética.

## 2. Acción social

Durante el año 2011, cuando se creó el Centro Operativo Latinoamérica (COIL), se establecieron pilares y se diseñaron programas de inversión social para desarrollar en forma unificada en todos los países donde está presente la compañía.

<b>Tipologías de proyectos del COIL</b>	
<b>Negocios inclusivos</b>	<p>Proyectos que promueven la inclusión de los sectores sociales más desfavorecidos por medio de programas inclusivos. Dentro de esta tipología, se continuó con el programa denominado Energía del Sabor, surgido en 2016, el cual tiene como fin promover la inclusión social de colectivos desfavorecidos a través de la capacitación en oficios vinculados a la gastronomía.</p> <p>El programa se llevó a cabo nuevamente, de manera exitosa, en Argentina, Brasil y Colombia y México y Panamá comenzaron a desarrollarlo por primera vez.</p>
<b>Consumo responsable</b>	<p>Abarca proyectos que promueven el conocimiento de la energía en general, la seguridad y el uso eficiente, tanto del gas como de la electricidad. También promueven el cuidado del medio ambiente entre los clientes y la sociedad.</p> <p>Al observar que la mayoría de los países de Latinoamérica realizaba acciones de voluntariado corporativo relacionado con el cuidado del medioambiente y la plantación de árboles, se diseñó desde COIL Inversión Social el programa Sembrando Futuro.</p> <p>Con respecto al programa Consumo Responsable, se continuó utilizando a la Familia Natural, en todas las filiales del grupo en Latinoamérica, para transmitir los contenidos de este programa de forma didáctica y divertida tanto para niños como para adultos.</p>
<b>Promoción del talento</b>	<p>Este pilar promueve proyectos que fomentan los estudios y la inserción laboral de los hijos y familias de los colaboradores: "Formación para liderar"; "Proyectando tu futuro" y "Vocación natural" y "Pasantías de Verano".</p>

## 3. Relaciones con las comunidades

Gas Natural Fenosa en el marco de su Política de Derechos Humanos, adquiere un firme compromiso con el respeto de las comunidades locales. Para la consecución de este compromiso, son aspectos clave la evaluación del impacto social que las actividades de la compañía puedan tener sobre las comunidades afectadas y la contribución a la mejora de las condiciones de vida de estas.

Gas Natural Fenosa dispone de una sistemática basada en la metodología *Measuring Impact del World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)*, cuyo objetivo es ayudar a definir iniciativas y programas para gestionar de manera efectiva los impactos sociales asociados a la actividad de la compañía.

La compañía se basa en los siguientes principios para su relación con las comunidades:

- Realizar una identificación de las comunidades afectadas por la actividad de la compañía, conocer sus necesidades y aspiraciones.
- Analizar los impactos y potenciales riesgos ambientales y sociales que su actividad pueda producir en las comunidades, a través de la metodología de evaluación del impacto social diseñada para tal fin.
- Informar e invitar a participar a la comunidad en las distintas fases del proyecto a través de un proceso de consulta que permita recabar su aportación, preocupaciones y preguntas.
- Incorporar, en los estudios de evaluación del impacto, las oportunidades identificadas en el diálogo con las comunidades que fomenten el desarrollo sostenible de la comunidad.
- Establecer una sistemática de comunicación y relación con las comunidades que garantice que estas reciben información del proyecto clara, actualizada y eficaz.



#### 4. Patrocinio y mecenazgo

Gas Natural Fenosa lleva a cabo apoyos económicos puntuales a proyectos concretos de patrocinio y donaciones.

A través de la Norma General de Patrocinio y Donación de la compañía, se establecen los principios generales de gestión de la actividad de patrocinio y donación, así como la definición de los procesos que regulan y controlan su desarrollo. De esta manera, las actividades relacionadas con patrocinio y donaciones están sujetas a un proceso de total transparencia. La norma también establece líneas prioritarias de actuación que se resumen en acción social, cultura y energía y medio ambiente:

- Acción social orientada a colectivos desfavorecidos.
- Promoción de la cultura musical, teatral y cinematográfica. Con su apoyo al mundo del cine, a través de patrocinios de los principales festivales y salas de proyección de España.. En 2017 se ha lanzado la cuarta edición de Cinergía, con el objetivo de acercar la eficiencia energética a través del séptimo arte y fomentar el talento en la industria cinematográfica española.
- Fomento de la riqueza cultural: El Museo de Arte Contemporáneo de Gas Natural Fenosa (MAC) se ha consolidado como un referente cultural en Galicia, dónde tiene su sede, y en España.

#### Voluntariado corporativo y participación de los empleados

A través del voluntariado corporativo Gas Natural Fenosa pretende fomentar la cohesión social, los valores y el espíritu de solidaridad. Para lograrlo, se han definido los objetivos del programa en tres planos de forma simultánea (corporativo, empleados y entorno), y una estructura integrada de comités en la que están incluidas las áreas tanto de Personas como de Comunicación y Medio Ambiente de todos los países que forman parte del programa.

A lo largo de 2017, los empleados han destinado más de 7.004 horas al voluntariado, en el cual han participado 1.649 empleados en todo el mundo. Se han llevado a cabo, a nivel global, 22 acciones de voluntariado ambiental, 45 acciones de voluntariado social y 1 acción de voluntariado energético, en las que los empleados han colaborado ofreciendo su tiempo y sus capacidades tanto personales como profesionales.

Este programa tiene una naturaleza global y está integrado por siete países en los que Gas Natural Fenosa tiene presencia: Argentina, Brasil, España, México, Moldavia, Panamá y República Dominicana.

#### Fundación Gas Natural Fenosa

La Fundación Gas Natural Fenosa con presencia en los países donde la compañía tiene actividad, tiene como misión la difusión, formación, información y sensibilización de la sociedad en temas de energía y medio ambiente, así como el desarrollo de programas de índole empresarial y académica. También desarrolla programas de Acción Social, incidiendo especialmente en actuaciones destinadas a paliar la vulnerabilidad energética. En el ámbito cultural promueve actuaciones orientadas tanto a la preservación y difusión del patrimonio histórico del sector del gas y la electricidad, a través del Museo del Gas y el Museo Bolarque, como a la difusión y estimulación artística de la sociedad, a través del espacio multidisciplinar del Museo de Arte Contemporáneo, en A Coruña.

Durante 2017, la fundación realizó 19 seminarios sobre energía y medio ambiente en España, con 2.265 participantes. Además, continuó con el “Programa Primera Exportación” con un total de 13 seminarios en diferentes comunidades autónomas, habiendo obtenido 1.475 asistentes y ofrecido un asesoramiento personalizado a 13 empresas.

Además cuenta con un programa educativo para escuelas y realiza actividades para niños, adultos y familias. Estas actividades se extienden por toda España, donde han participado 51.000 alumnos y ha congregado a más de 150.000 usuarios.

En cuanto al *Energytruck*, en su segundo año de vida, ya ha recorrido 208 poblaciones españolas y ha recorrido más de 51.200km por todo el país.

Las actividades internacionales de la fundación se han desarrollado en nueve países: Argentina, Argelia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, México, Marruecos y Sudáfrica. Se han llevado a cabo 15 programas que han beneficiado a más de 50.500 personas y a más de 1.600 empresas e instituciones.

## 5.8. Integridad y transparencia

### ¿Qué recursos son relevantes para este compromiso?

Financieros  
Humanos  
Sociales

### ¿Cómo medimos nuestro desempeño?

Personas formadas en la Política de Derechos Humanos.  
Consultas y denuncias recibidas por la Comisión del Código Ético.  
Contribución fiscal.

### ¿Qué significa para Gas Natural Fenosa? Riesgos y enfoque de gestión.

Gas Natural Fenosa considera que la confianza de sus clientes, sus profesionales, proveedores y colaboradores externos, accionistas, inversores y financiadores, reguladores y otros agentes del mercado y grupos sociales, se fundamenta en la integridad, entendida como la actuación ética, honesta, responsable y de buena fe de cada una de las personas que trabajan en y para el grupo.

### ¿Cuál es nuestro compromiso?

- Rechazar la corrupción, el fraude y el soborno en el desarrollo de la actividad de la compañía y establecer medidas para evitarlos y combatirlos, desarrollando canales internos que permitan la comunicación de irregularidades, respetando y protegiendo el anonimato del comunicante.
- Cumplir las leyes y normas nacionales e internacionales vigentes en los países en los que opera la compañía, respetando especialmente los principios expresados en la Declaración Universal de los Derechos Humanos de Naciones Unidas y en la Declaración de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), los principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas, los Principios Rectores de Derechos Humanos y Empresas de Naciones Unidas, así como los principios de la OCDE para el Gobierno de las Sociedades.
- Actuar con responsabilidad en la gestión de los negocios y cumplir con las obligaciones fiscales en todas las jurisdicciones en las que opera la compañía, asumiendo el compromiso de transparencia y colaboración con las administraciones tributarias correspondientes.
- Competir en el mercado de manera leal, no admitiendo conductas engañosas, fraudulentas o maliciosas que lleven a la compañía a la obtención de ventajas indebidas.
- Promover la transparencia informativa y la comunicación responsable, veraz, eficaz, íntegra y puntual, publicando periódicamente información financiera y no financiera que ponga en valor las actuaciones de la empresa y ofrezca una respuesta específica a las necesidades de información de los grupos de interés de la compañía.

### ¿Cuáles son nuestros principales hitos en 2017?

- Difundir y comunicar la Política de Atenciones Empresariales
- Finalizar el proceso de declaración de la Política Anticorrupción
- Actualizar el texto de la Política de Derechos Humanos a los conceptos y terminología de los Principios Rectores sobre empresas y Derechos Humanos de Naciones Unidas

### Análisis de los resultados 2017

<b>Número de empleados formados en Derechos Humanos</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Personas formadas en Derechos Humanos	10.132	10.180

<b>Consultas y denuncias al Código Ético</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Consultas	37	58
Denuncias	104	120
<b>Total</b>	<b>141</b>	<b>178</b>

El número de comunicaciones recibidas por cada 200 empleados en 2017 ascendió a 1,67 (1,92 en 2016).

El Código Ético de Gas Natural, aprobado por el Consejo de Administración, es el documento que establece las pautas que han de presidir el comportamiento ético de los administradores y empleados de Gas Natural Fenosa en su desempeño diario, en lo que respecta a las relaciones e interacciones que mantiene con todos sus grupos de interés. Las pautas de actuación están relacionadas con la corrupción y el soborno, el respeto a las personas, el desarrollo profesional, la igualdad de oportunidades, la relación con empresas colaboradoras, la seguridad y la salud en el trabajo, y el respeto al medio ambiente, entre otras.

Asimismo, Gas Natural Fenosa dispone de una Política Anticorrupción, que establece los principios que deben guiar la conducta de todos los empleados y administradores de las empresas del grupo con respecto a la prevención, detección, investigación y remedio de cualquier práctica corrupta en el seno de la organización.

Durante 2017, un 2% de las denuncias recibidas tuvieron como objeto presuntos fraudes, sin que ninguna de ellas tuviera impacto significativo.

Un 29% de las notificaciones tuvo relación con el capítulo del Código Ético de "Respeto a las personas", siendo todas ellas resueltas de manera adecuada. Ninguna de ellas tuvo relación con incidentes discriminatorios.

Gas Natural Fenosa espera de todos sus empleados un alto nivel de compromiso en el cumplimiento de su Código Ético y la Política Anticorrupción. Por ello, se hace hincapié en transmitir la cultura de integridad de la compañía. Su incumplimiento se analiza de acuerdo con los procedimientos internos, la normativa legal y los convenios vigentes.

Durante 2017, Gas Natural Fenosa gestionó diversas situaciones disciplinarias por supuestos derivados de denuncias a la Comisión del Código Ético, o propios de situaciones reguladas en el Código Ético o en la Política Anticorrupción. En total se gestionaron 3 faltas leves, 4 faltas graves y 17 faltas muy graves, de las que 13 derivaron en despidos.

La Comisión del Código Ético cuenta, asimismo, con un plan de trabajo plurianual, que incluye acciones a corto y medio plazo, cuyo objetivo último es la extensión del código al mayor número posible de actividades y personas de la compañía.

La compañía ha establecido comisiones locales en Argentina, Brasil, Colombia, Chile, Italia, México, Moldavia, Panamá y Sudáfrica.

En 2017, la Comisión del Código Ético celebró cinco reuniones de trabajo, mientras que las comisiones locales mantuvieron 29.

#### Protocolo de Investigación y Respuesta a conductas irregulares y fraude

El protocolo define el procedimiento y sistemática de actuación que permita que cualquier notificación de cualquier empleado, proveedor o colaboradores externos de Gas Natural Fenosa en relación a conductas presuntamente irregulares o fraudulentas sea formulada y comunicada de forma segura y confidencial cumpliendo con la legislación vigente, así como la sistemática para el establecimiento de todos los procedimientos necesarios que permitan una investigación eficaz de conductas irregulares y fraude notificadas.

El canal de denuncias de Gas Natural Fenosa permite a todos los empleados y proveedores dirigirse a la Comisión del Código Ético para realizar consultas o notificaciones de incumplimientos del código, de buena fe, de forma confidencial y sin temor a represalias.

#### Modelo de prevención penal

La compañía dispone de un modelo de prevención penal que es actualizado anualmente y que incorpora la estructura de control interno ya existente en Gas Natural Fenosa con objeto de prevenir de forma eficaz la ocurrencia de los delitos previstos en la Ley Orgánica 5/2010 sobre la Reforma del Código Penal.

Desde un punto de vista organizativo, el Consejo de Administración ha asignado las funciones de Órgano Autónomo, descritas en la Ley Orgánica 1/2015, al Comité de Evaluación de Compliance, el cual es responsable de la toma de decisiones significativas en relación con la vigilancia y supervisión periódica del funcionamiento y cumplimiento del Modelo de Prevención Penal.

El modelo contiene 21 delitos identificados sobre los que define impacto y probabilidad de ocurrencia, mecanismos para su control y minimización y responsabilidades en lo que respecta a su cumplimiento.

Cada año, el modelo es evaluado por un tercero independiente. En 2017, éste emitió un informe satisfactorio sobre su diseño y eficacia.

Si bien el fraude y la corrupción están contemplados en el sistema de prevención penal, la compañía ha trabajado en la mejora y actualización de la normativa interna y en la definición de protocolos y mecanismos específicos en esta materia.

La Política Anticorrupción de Gas Natural Fenosa da cumplimiento a la legislación nacional e internacional en materia de corrupción y soborno, principalmente, con el ya nombrado Código Penal español.

Esta política 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..

La política establece catorce principios de actuación, entre los que se encuentran aspectos como el fomento de la integridad y la transparencia en el tratamiento de la información, blanqueo de capitales, conflictos de interés y relaciones con terceros.

El enfoque del programa anticorrupción de Gas Natural Fenosa abarca tres áreas clave:

- Establecimiento de una cultura antifraude y anticorrupción mediante la formación y concienciación.
- Implantación de medidas proactivas para la evaluación del riesgo de fraude y corrupción, la monitorización y los controles.
- Desarrollo de medidas y planes de respuesta ante situaciones que constituyan fraude y corrupción. Estos planes y medidas contemplan la investigación de los episodios, la definición de soluciones y el establecimiento de medidas disciplinarias.

En todas las operaciones de riesgo, la compañía realiza procesos de due diligence de forma sistemática, tanto en proveedores de alto riesgo, como en relaciones de la compañía con terceros (socios, *joint ventures*, etc.). El procedimiento de *due diligence* de contraparte tiene por objetivo asegurar que, de forma generalizada, se ejecuten los análisis y evaluaciones del riesgo reputacional y de corrupción de una forma eficiente y homogénea cuando intervengan terceros en las relaciones de negocio de las compañías que forman el grupo.

En el área de Security durante 2017, se han desarrollado 7.010 casos de acciones de investigación y antifraude, distribuidas en Argentina, Brasil, Colombia, España, México, Moldavia y Panamá.

### Políticas fiscales

#### **Estrategia fiscal y Política de control y gestión de riesgos fiscales**

El Consejo de Administración, en su sesión de 9 de enero de 2018 ha aprobado la Estrategia fiscal y Política de control y gestión de riesgos fiscales, que regula los principios básicos que deben guiar la función fiscal de Gas Natural Fenosa, así como las principales líneas de actuación para mitigar y guiar el correcto control de los riesgos fiscales.

Los principios básicos que rigen la Estrategia fiscal de Gas Natural Fenosa son los siguientes:

- Responsabilidad en el cumplimiento de las obligaciones tributarias.
- Perfil de riesgo fiscal bajo.
- Adopción de tratamientos fiscales sobre la base de motivos económicos.
- Transparencia de la información fiscal.
- Cooperación con las Administraciones Tributarias.

Asimismo, las líneas básicas de la Política de control y gestión de riesgos fiscales son las siguientes:

- Gobierno fiscal claramente definido.
- Procedimientos para el control del riesgo fiscal derivado del Compliance.
- Procedimientos para la evaluación y control de los tratamientos fiscales inciertos.

- Supervisión del funcionamiento del Marco de Control Fiscal.
- Información periódica de la situación fiscal al Consejo de Administración.

Todas estas políticas fiscales de Gas Natural Fenosa están alineadas con:

- la Política de Responsabilidad Social Corporativa de Gas Natural Fenosa que establece como uno de los compromisos y principios de actuación el de “actuar con responsabilidad en la gestión de los negocios y cumplir con las obligaciones fiscales en todas las jurisdicciones en las que opera la compañía, asumiendo el compromiso de transparencia y colaboración con las administraciones tributarias correspondientes”.
- el Código Ético de Gas Natural Fenosa que establece que “todos los empleados del grupo deben cumplir las leyes vigentes en los países donde desarrollan su actividad, atendiendo al espíritu y la finalidad de las mismas, y observando en todas sus actuaciones un comportamiento ético”.
- el Código de Buenas Prácticas Tributarias (CBPT) aprobado, con fecha 20 de julio de 2010, por el pleno del Foro de Grandes Empresas, órgano constituido por la Agencia Estatal de Administración Tributaria con las principales empresas españolas, entre las que se encuentra Gas Natural SDG, S.A. Este CBPT contiene recomendaciones de las autoridades fiscales, voluntariamente asumidas por Gas Natural Fenosa, tendentes a mejorar la aplicación del sistema tributario a través del incremento de la seguridad jurídica, la reducción de la litigiosidad, la cooperación recíproca basada en la buena fe y la confianza legítima, y la aplicación de políticas fiscales responsables.

Para alinear las prácticas tributarias de Gas Natural Fenosa con estos principios, el grupo cuenta con una Norma General del Marco de Control Fiscal que ha sido diseñada de acuerdo con las directrices de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) para empresas multinacionales, así como para el diseño e implementación de un *Tax Control Framework*.

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 se detalla en la Nota 21 de “Situación fiscal” de las Cuentas Anuales Consolidadas.

## Paraísos fiscales

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.

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 mantenía dos únicas participaciones en sociedades constituidas en dichos territorios, que estaban en proceso de redomiciliación o disolución:

- La participación del 95% en Buenergía Gas & Power, Ltd, domiciliada en las Islas Caimán. Se trata de una sociedad tenedora 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. El 2 de febrero de 2018 se ha completado el cambio de domicilio social a Puerto Rico
- La participación del 52,2% en Gasoducto del Pacífico (Cayman), Ltd. domiciliada en las Islas Caimán. Se trata de una sociedad sin actividad incorporada al grupo como consecuencia de la adquisición del grupo CGE y que no aporta ninguna ventaja fiscal para Gas Natural Fenosa. El 12 de enero de 2018 se completó la liquidación de la sociedad y su disolución se producirá con la baja efectiva del registro público de compañías en un plazo de 3 meses a contar desde dicha fecha.

Las únicas operaciones intragrupo realizadas en el ejercicio 2017 con estas entidades corresponden a dividendos recibidos según el siguiente detalle:

<b>Sociedad receptora</b>	<b>Sociedad que distribuye</b>	<b>Importe (miles de euros)</b>
Global Power Generation, S.A.	Buenergía Gas & Power, Ltd.	49.504

## Contribución fiscal

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.

La contribución fiscal total de Gas Natural Fenosa ascendió en el ejercicio 2017 a 3.272 millones de euros (3.419 millones de euros en el ejercicio 2016). En la siguiente tabla se muestra el desglose de los tributos efectivamente pagados por Gas Natural Fenosa por países y 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):

País	Tributos propios						Tributos terceros								Total	
	Impuesto sobre beneficios <sup>(1)</sup>		Otros <sup>(2)</sup>		Total		IVA	Impuestos sobre hidrocarburos				Otros <sup>(3)</sup>	Total		2017	2016
	2017	2016	2017	2016	2017	2016		2017	2016	2017	2016		2017	2016		
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016		
España	112	199	537	512	649	711	845	1.007	342	352	228	229	1.415	1.588	2.064	2.299
Argentina	15	10	67	42	82	52	19	13	-	-	34	22	53	35	135	87
Brasil	51	38	67	49	118	87	74	58	-	-	7	9	81	67	199	154
Colombia	60	75	57	78	117	153	-	7	-	-	11	14	11	21	128	174
Chile	101	42	11	11	112	53	81	117	-	-	22	18	103	135	215	188
México	66	31	4	3	70	34	57	39	-	-	19	11	76	50	146	84
Panamá	10	89	9	7	19	96	-	-	-	-	4	3	4	3	23	99
Resto LatAm	8	12	1	1	9	13	4	2	-	-	4	3	8	5	17	18
Total LatAm	311	297	216	191	527	488	235	236	-	-	101	80	336	316	863	804
Italia	4	19	7	7	11	26	27	27	35	42	5	5	67	74	78	100
Resto	11	10	28	23	39	33	143	128	76	49	9	6	228	183	267	216
<b>Total</b>	<b>438</b>	<b>525</b>	<b>788</b>	<b>733</b>	<b>1.226</b>	<b>1.258</b>	<b>1.250</b>	<b>1.398</b>	<b>453</b>	<b>443</b>	<b>343</b>	<b>320</b>	<b>2.046</b>	<b>2.161</b>	<b>3.272</b>	<b>3.419</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde al Impuesto sobre beneficios efectivamente pagado en el ejercicio que figura en el Estado de flujos de efectivo de las Cuentas anuales consolidadas. 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 21 "Situación Fiscal" de las cuentas anuales consolidadas.

<sup>(2)</sup> Incluye tributos energéticos que en España ascienden a 260 millones de euros en 2017 (244 millones de euros en 2016), tributos locales, la seguridad social por la cuota empresarial y otros tributos propios específicos de cada país.

<sup>(3)</sup> Incluye básicamente retenciones a empleados y seguridad social por la cuota del empleado.

## Política de Derechos Humanos

Desde 2011, Gas Natural Fenosa cuenta con una Política de Derechos Humanos aprobada por el Comité de Dirección. El desarrollo y aprobación de esta política es la respuesta de la compañía a las crecientes exigencias del entorno. Adquiere todo su sentido en aquellas ubicaciones en las que la legislación local no ofrece un nivel adecuado de protección de los derechos humanos.

La política establece diez principios, los cuales han sido determinados a partir de los riesgos principales detectados en la compañía en materia de derechos humanos, y acepta los Principios Rectores de Naciones Unidas sobre Empresa y Derechos Humanos.

### Principios de la Política de Derechos Humanos

1. Evitar prácticas discriminatorias o que menoscaben la dignidad de las personas
2. Erradicar el uso del trabajo infantil
3. Facilitar la libertad de asociación y negociación colectiva
4. Proteger la salud de las personas
5. Ofrecer un empleo digno
6. Compromiso con las personas vinculadas a proveedores, contratistas y empresas colaboradoras
7. Apoyar y promover públicamente el respeto a los derechos humanos
8. Respetar a las comunidades indígenas y los modos de vida tradicionales
9. Proteger a las instalaciones y a las personas desde el respeto a los derechos humanos
10. Contribuir a combatir la corrupción

El conocimiento y cumplimiento de la política se refuerza desde la compañía mediante el plan de comunicación y formación, que incluye un curso online de obligado seguimiento por todos los empleados; seminarios basados en la explicación de los principios y los conflictos que puedan aparecer; y sesiones informativas acerca de la política y la implicación en el negocio. Hasta finales de 2017, 10.132 personas habían realizado el curso.

## 6. Evolución previsible del Grupo

### 6.1. Bases 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.

El ciclo de planificación estratégica se define como un proceso recurrente que parte de la reflexión estratégica, se concreta en los planes de negocio de cada unidad de negocio y corporativas y se integra en el plan de negocio integrado del grupo.

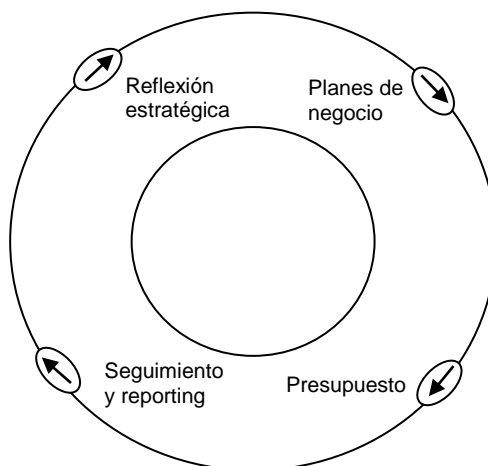
#### El ciclo de planificación energética

##### Reflexión estratégica

- Formalización de la visión del grupo con horizonte a medio plazo.
- Enfoque *top-down*.

##### Seguimiento y reporting

- Fuente única de información de gestión del grupo y de las unidades de negocio y corporativas.
- Gestión estratégica de la información para dar soporte a la toma de decisiones.



##### Planes de negocio

- Formalización de los objetivos de las unidades de negocio y *corporativas*.
- Enfoque *bottom-up*. Plan de negocio integrado.
- Formalización de los objetivos del grupo integrando los planes de negocio.

##### Presupuesto

- Presupuesto de Explotación.
- Presupuesto de Inversiones.

La coordinación de los procesos de planificación estratégica, presupuestación anual y el seguimiento continuo facilita una toma de decisiones ágil y eficaz.

## 6.2. Marco estratégico de Gas Natural Fenosa

La visión estratégica de la compañía para el periodo 2016-2020, establecía una serie de compromisos de cumplimiento de objetivos para 2018, y aspiraciones al 2020 y definía las perspectivas por áreas de negocio y los objetivos financieros del grupo para dicho periodo. Gas Natural Fenosa tiene previsto presentar el Plan estratégico 2018-2020 que actualiza los objetivos del grupo.

Los pilares del Plan Estratégico de Gas Natural Fenosa son:



Enmarcado en el seguimiento de la evolución del entorno el plan estratégico establece:

- Modelo y objetivos de gestión de los negocios.
- Ejecución de un nuevo plan de eficiencias.
- Gestión continua del portfolio de negocio y su encaje estratégico.

El plan estratégico se concreta en los distintos planes de negocio.

## 6.3. Perspectivas del grupo

La visión Estratégica 2016-2018 sentaba sus bases en torno a las tres líneas de crecimiento (redes, generación y comercialización de gas), con el objetivo de permitir a Gas Natural Fenosa seguir creciendo en el futuro:

- Redes: en redes de gas, la inversión en la gasificación de Chile y México, la entrada en el negocio de distribución en la región de Arequipa en Perú, las nuevas licencias y crecimiento adicional derivado de la conversión de los nuevos puntos de gas licuado de petróleo (GLP) en España; en redes de electricidad inversión en *smart grids* en España, inversiones para cubrir la demanda adicional en Chile y Panamá, sub-transmisión eléctrica en Chile impulsada por nuevas instalaciones renovables.
- Generación de electricidad: mejora de la eficiencia y del rendimiento del parque de generación con la incorporación de 3.500 MW al parque global de los que 2.500 MW en renovables (España e Internacional) y 500-1.000 MW de proyectos de ciclo combinado que contribuirán al desarrollo *downstream* del negocio de GNL. Crecimiento y desarrollo del negocio internacional de generación a través de GPG.
- Comercialización de gas: los nuevos contratos de aprovisionamiento de gas por un total de aproximadamente 11 bcm correspondientes a los dos proyectos de Cheniere (Sabine Pass y Corpus Christi) y del proyecto Yamal LNG en Rusia, adicionalmente se adaptarán y renegociarán los contratos existentes de suministro de gas para reflejar las condiciones de mercado de referencia. Asimismo se incrementará la capacidad de la flota de buques metaneros añadiendo cuatro (dos ya incorporados en 2016), así como una unidad móvil de regasificación. Gracias a su mayor tamaño, supondrán una capacidad conjunta adicional de casi un millón de metros cúbicos. En cuanto al ebitda se espera un aumento entorno al 10%.

El Plan estratégico 2018-2020 actualizará las líneas estratégicas a desarrollar para que Gas Natural Fenosa continúe en su senda de crecimiento orgánico en 2018 y en años sucesivos.



## **7. Innovación sostenible**

### **Riesgos y enfoque de gestión**

Gas Natural Fenosa, para dar respuesta a los nuevos retos y oportunidades que plantea el entorno, ha impulsado la implantación de un modelo de innovación que busca dar respuesta a los cambios tecnológicos a los que se enfrenta el sector y una fuerte cultura innovadora en la compañía, con programas de intraemprendimiento y herramientas de fomento a la innovación.

### **Análisis de los resultados 2017**

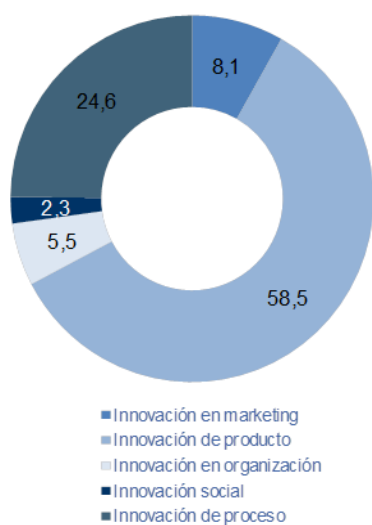
#### **Visión de la innovación**

A continuación se detallan los 5 grandes bloques en los que la compañía ha estructurado sus actividades de Innovación:

- Innovación Social. La compañía está trabajando a favor de mitigar situaciones de vulnerabilidad energética desde 2014 con actuaciones de prevención, a través de convenios con gobiernos locales y regionales, y actividades de sensibilización con la participación en foros y mesas sobre la pobreza. Durante 2017 se han intensificado estas acciones a través del Plan de Vulnerabilidad..
- Innovación en Marketing. En esta línea se engloban todos los esfuerzos de la compañía por lograr conocer las necesidades reales y concretas de cada uno de sus clientes, así como que los mismos tengan a su disposición productos punteros que les faciliten su día a día. Una de las grandes iniciativas dentro de este tipo de innovación es el proyecto CEX (*Customer Experience*) a través del cual la compañía aplica una nueva metodología en la que el cliente es el punto de partida y el centro de la actividad.
- Innovación en Organización. En este marco se consideran las actuaciones orientadas a cubrir las necesidades que van surgiendo con respecto a los nuevos modelos de negocio, las que han supuesto una nueva organización en el trabajo y aquellas que han tenido como fin minimizar los riesgos y aumentar la calidad y seguridad en las prácticas de la organización.
- Innovación de Producto. Destaca el proyecto PIDIM (Plataforma Inteligente de Dimensionamiento y Diseño de Instalaciones Multigeneración) que tiene como objetivo diseñar, desarrollar e implementar instalaciones de generación distribuida de electricidad calor y frío que opera en la nube recibiendo datos como el consumo del cliente. Con esta iniciativa se promueve la rehabilitación energética de edificios y se permite caracterizar la demanda energética de estos edificios para calcular la línea base de consumo del edificio y los ahorros previstos. En este ámbito también cabe destacar el desarrollo de la iniciativa del Tren Logístico Sostenible (TLS) buscando una solución factible y económica para la gestión sostenible de la denominada “última milla” logística, donde la difusión de servicios para clientes es frecuente que se encuentre en recintos de acceso restringido al tráfico.
- Innovación de Proceso. Destaca el Centro de Control Integrado (CCI) de instalaciones hidráulicas, que tiene su sede en A Batundeira (Velle - Ourense) el cual permite la gestión centralizada y telemandada de la explotación, operación y mantenimiento de todas las centrales y presas de la compañía en España.

En 2017, la cifra total de inversión en innovación ascendió a 99 millones de euros, según se indica a continuación:

## Inversión en innovación (millones de euros)



(millones de euros)	2017
Inversión en innovación	99

## Plan de Innovación

El plan de innovación se estructura alrededor de cinco redes de trabajo multidisciplinares y ocho ámbitos de innovación tecnológica.

### Gas Natural Licuado (GNL)

Gas Natural Fenosa desarrolla proyectos de innovación en tres líneas de actuación: optimización de la cadena logística de GNL (Small Scale), desarrollo del GNL como combustible de transporte más limpio y eficiente (Bunkering) y desarrollo de la Medida del GNL.

Como proyecto destacado nos encontramos con DirectLink LNG – Sistema de Transferencia Universal Flotante (UTS), desarrollado durante 2016 y 2017. Se trata de una solución integral patentada para la transferencia y bunkering de GNL de buque a tierra, alternativa a costosas infraestructuras tradicionales (puerto y pantalán) y con mínimo impacto medioambiental.

### Generación

## Renovables y almacenamiento

Gas Natural Fenosa desarrolla proyectos de innovación en cuatro líneas de actuación:

- Energía renovable: apuesta por un mix energético equilibrado, de forma que las tecnologías de generación sin emisiones y las tecnologías de bajas emisiones representen un volumen significativo de la capacidad total instalada.
- Energía eólica: con iniciativas monitorización del estado de los activos, a través de sistemas de medición, modelos inteligentes y tratamiento de datos para mantener y optimizar el rendimiento de las instalaciones a través de la Implementación o test de mejoras.
- Energía hidráulica: apuesta en la implantación de nuevas tecnologías tanto en áreas de control medioambiental, como en el establecimiento de sistemas de movilidad y monitorización remota, sin olvidar la mejora del rendimiento de sus instalaciones hidráulicas.
- Almacenamiento: orientadas hacia un aumento todavía mayor de la calidad y fiabilidad del suministro, en desarrollar soluciones conjuntas con los clientes y asimismo, en permitir una mayor y más fácil integración en la red de la electricidad de origen renovable.

Destaca el proyecto Windex, desarrollado en 2017, que consiste en la aplicación de sensorización y desarrollo de herramientas de tratamiento de la información para ampliar la vida útil y estructural de los parques eólicos de una forma segura.

## **Reducción de emisiones y eficiencia energética**

La compañía está realizando diferentes desarrollos tecnológicos en sus instalaciones. Además, continúa trabajando en la mejora de la eficiencia en sus plantas de carbón y ciclos combinados.

Destaca el proyecto de Optimización de combustión a través de láseres, desarrollado durante 2017, que contribuye a seguir reduciendo de forma muy significativa las emisiones de NO<sub>x</sub> en la Central Térmica de Meirama.

### Redes

La apuesta de la compañía se divide en dos líneas de actuación:

- Puesta en valor de redes de gas: donde los retos se centran en conseguir una mayor automatización de la red (actuación en remoto, reducción de cortes e interrupciones, mejora en la eficiencia de la operación y mantenimiento e incremento del rendimiento energético) y una mayor interacción con el cliente (eficiencia energética y gestión activa de la demanda).
- Redes eléctricas 4.0: enfocada a la digitalización de las redes de distribución de electricidad, avanzando en la gestión de operación y mantenimiento de la red, e integrando al cliente en los flujos de información, a la vez que mejora los niveles de seguridad en el trabajo y calidad del suministro.

### Cliente

Gas Natural Fenosa tiene abiertas dos líneas de actuación en materia de innovación asociadas al cliente:

- Smart Client: Centrada en proporcionar productos y servicios de alto valor añadido para las diferentes tipologías de clientes finales. Esta área de Innovación impulsa sus iniciativas apoyadas fundamentalmente en tres ejes de actuación: GEDIS y Autoconsumo, Integración de nuevas soluciones y Data Alanytics.
- Eficiencia energética y movilidad

Como proyecto destacado, nos encontramos con *Remote Building Analytics Platform*, basado en el desarrollo de una herramienta de gestión energética (auditoría virtual) para clientes del mercado Pymes. La herramienta se alimenta de datos procedentes de contadores inteligentes mediante los que se define una segmentación específica de clientes con el fin de proponer medidas y actuaciones de eficiencia energética de manera masiva.

### Automatización y gestión de la información

Se trata de un área transversal que pretende aglutinar los proyectos que ya se están desarrollando en la compañía con el objetivo de ganar en sinergias y potenciar los resultados.

Destaca el proyecto Energy Harvesting UP4, que consiste en una prueba de concepto a nivel de laboratorio de un dispositivo basado en una lámina de material piezoeléctrico para generación de pequeñas cantidades de energía eléctrica. El dispositivo se introduce en la tubería de gas y mediante la interacción flujo estructura se produce la generación de energía. El objetivo es captar la energía para alimentación de sensores que se instalarán en la red de gas.

## Anexo I. Información adicional

### 1. Acciones propias

La Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2015 autorizó 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 social 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%.

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2017 y 2016 con acciones propias de Gas Natural SDG, S.A. han sido los siguientes:

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
<b>A 1 de enero de 2016</b>	-	-	-
Adquisiciones	3.049.189	53	0,3%
Enajenaciones	(2.298.644)	(40)	(0,2%)
<b>A 31 de diciembre de 2016</b>	<b>750.545</b>	<b>13</b>	<b>0,1%</b>
Adquisiciones	7.623.586	147	0,8%
Entrega empleados	(336.625)	(7)	-
Enajenaciones	(8.037.506)	(153)	(0,8%)
<b>A 31 de diciembre de 2017</b>	-	-	-

En el ejercicio 2017 los resultados obtenidos en las transacciones con acciones propias por Gas Natural Fenosa ascienden a un beneficio de 0,5 millones de euros, que se registraron en el epígrafe "Otras reservas" (0,4 millones de euros de beneficio en 2016).

Toda la información sobre acciones propias se describe en la Nota 13 de la Memoria consolidada.

### 2. 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:

	2017	2016
	Importe	Importe
Total pagos	12.256	11.533
Total pagos pendientes	403	417
Periodo medio de pago a proveedores (días) <sup>(1)</sup>	25	28
Ratio de operaciones pagadas (días) <sup>(2)</sup>	24	27
Ratio de operaciones pendientes de pago (días) <sup>(3)</sup>	34	30

(1) Calculado considerando los importes pagados y los pendientes de pago.

(2) Periodo medio de pago en las operaciones pagadas en el ejercicio

(3) Antigüedad media saldo proveedores pendientes de pago

### 3. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del ejercicio se describen en la Nota 38 de la Memoria Consolidada.

## Anexo II. Medidas alternativas de rendimiento

La información financiera de Gas Natural Fenosa contiene magnitudes y medidas elaboradas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de información del Grupo denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) que se consideran magnitudes ajustadas respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con las NIIF.

Las MAR seleccionadas son útiles para los usuarios de la información financiera porque permiten analizar el rendimiento financiero, los flujos de caja y la situación financiera de Gas Natural Fenosa, así como su comparación con otras empresas.

A continuación se incluye un Glosario con la definición de las MAR utilizadas. Los términos de las MAR resultan, por lo general, directamente trazables con los epígrafes indicados del balance de situación consolidado, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de flujos de efectivo consolidado o con las notas explicativas a los estados financieros de Gas Natural Fenosa. Para facilitar la trazabilidad se presenta la conciliación de los valores calculados.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 31.12.2017	Conciliación valores a 31.12.2016	Relevancia de uso
Ebitda	"Resultado bruto de explotación" <sup>(2)</sup>	3.915 millones de euros	4.664 millones de euros	Medida de la rentabilidad operativa antes de intereses, impuestos, amortizaciones y provisiones
Cash flow operativo (CFO)	"Flujos de efectivo de las actividades de explotación" <sup>(3)</sup> antes de "Cambios en el capital corriente" <sup>(3)</sup>	2.923 millones de euros = 2.768 + 155	3.370 millones de euros = 3.375 - 5	Flujos de caja de las actividades de explotación sin el efecto de las variaciones en capital corriente
Inversiones netas	"Inversión inmovilizado intangible" <sup>(4)</sup> (Nota 5) + "Inversión inmovilizado material" <sup>(4)</sup> (Nota 6) + Inversiones financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión <sup>(6)</sup>	1.597 millones de euros = 389 + 1.393 + 44 – 229	2.225 millones de euros = 402 + 2.115 + 384 -667	Inversiones totales netas del efectivo cobrado en las desinversiones y de otros cobros relacionados con las actividades de inversión
Deuda financiera bruta	"Pasivos financieros no corrientes" <sup>(1)</sup> + "Pasivos financieros corrientes" <sup>(1)</sup>	18.459 millones de euros = 15.916 + 2.543	17.602 millones de euros = 15.003 + 2.599	Deuda financiera a corto y largo plazo
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta <sup>(5)</sup> – "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" <sup>(1)</sup> – "Activos financieros derivados" <sup>(4)</sup> (Nota 8)	15.154 millones de euros = 18.459 - 3.225 – 80	15.423 millones de euros = 17.602 - 2.067 - 112	Deuda financiera a corto y largo plazo menos el efectivo y activos líquidos equivalentes y los activos financieros derivados
Endeudamiento (%)	Deuda financiera neta <sup>(5)</sup> / (Deuda financiera neta <sup>(5)</sup> + "Patrimonio neto" <sup>(1)</sup> )	45,3% = 15.154 / (15.154 + 18.305)	44,8% = 15.423/(15.423 + 19.005)	Relación que existe entre los recursos ajenos de la empresa sobre los recursos totales
Coste deuda financiera neta	"Coste de la deuda financiera" <sup>(4)</sup> (Nota 30) – "Intereses" <sup>(4)</sup> (Nota 30)	611 millones de euros = 630 - 19	735 millones de euros = 763 - 28	Importe del gasto relativo al coste de la deuda financiera menos los ingresos por intereses
Ebitda / Coste deuda financiera neta	Ebitda <sup>(5)</sup> / Coste deuda financiera neta <sup>(5)</sup>	6,4x = 3.915 / 611	6,3x = 4.664 / 735	Relación entre el ebitda y la deuda financiera neta
Deuda financiera neta / Ebitda	Deuda financiera neta <sup>(5)</sup> / Ebitda <sup>(5)</sup>	3,9x = 15.154 / 3.915	3,3x = 15.423 / 4.664	Relación entre la deuda financiera neta y el ebitda
ROA (Retorno de los activos) (%)	"Resultado neto atribuido a la sociedad dominante" <sup>(2)</sup> / "Total Activo" <sup>(1)</sup>	2,9% = 1.360 / 47.322	2,9% = 1.347 / 47.114	Ratio que mide la rentabilidad de los activos
Capitalización bursátil	Número de acciones (en miles) emitidas al cierre del período <sup>(6)</sup> * Cotización al cierre del período <sup>(6)</sup>	19.263 millones de euros = 1.000.689 * 19,25 euros	17.922 millones de euros = 1.000.689 * 17,91 euros	Medida del valor total de la empresa calculado según su cotización
Beneficio por acción	"Resultado atribuible del período" <sup>(2)</sup> / Número de acciones (en miles) medio del período <sup>(6)</sup>	1,36 euros = 1.360 / 1.000.478	1,35 euros = 1.347 / 1.000.468	Ratio que relaciona el beneficio atribuido a la sociedad dominante con el número de acciones
Relación cotización-beneficio (PER)	Cotización al cierre del período <sup>(6)</sup> / Beneficio por acción <sup>(6)</sup>	14,2x = 19,25 / 1,36	13,3x = 17,91 / 1,35	Relación entre el precio por acción según su valor de cotización y el beneficio por acción
Valor empresa (EV)	Capitalización bursátil <sup>(5)</sup> + Deuda financiera neta <sup>(5)</sup>	34.417 millones de euros = 19.263 + 15.154	33.345 millones de euros = 17.922 + 15.423	Medida del valor total de la empresa según su cotización más la deuda financiera neta
EV / Ebitda	Valor empresa <sup>(5)</sup> / Ebitda <sup>(5)</sup>	8,8x = 34.417 / 3.915	7,1x = 33.345 / 4.664	Relación entre el valor empresa y el ebitda
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – "Trabajos realizados para el inmovilizado" (Nota 25) <sup>(4)</sup>	1.031 millones de euros = 1.153 -	974 millones de euros = 1.083 - 109	Importe registrado en la cuenta de resultados

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 31.12.2017	Conciliación valores a 31.12.2016	Relevancia de uso
		122		correspondiente al gasto de personal
Otros ingresos/gastos	"Otros ingresos de explotación" <sup>(2)</sup> , "Otros gastos de explotación" <sup>(2)</sup> Resultado por enajenación de inmovilizado" <sup>(2)</sup> "Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras" <sup>(2)</sup>	-1.681 millones de euros = 238 - 1.984 + 23 + 42	-1.659 millones de euros = 240 - 1.991 + 51 + 41	Otros gastos e ingresos recogidos en la cuenta de resultados consolidada
Pay-out	Dividendos pagados <sup>(6)</sup> / "Resultado neto atribuido a la sociedad dominante" <sup>(2)</sup>	73,6% = 1.001 / 1.360	74,3% = 1.001 / 1.347	Medida de la parte del beneficio destinado a retribuir al accionista mediante el pago de dividendo
Rentabilidad por dividendo	Dividendos pagados por acción / cotización cierre del periodo	5,2% = 1 / 19,25	5,6% = 1 / 17,91	Ratio que relaciona la retribución (dividendo) por acción con la cotización de la misma

- (1) Epígrafe del Balance de situación consolidado.  
(2) Epígrafe de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.  
(3) Epígrafe del Estado de flujos de efectivo consolidado.  
(4) Magnitud detallada en la memoria consolidada.  
(5) Magnitud detallada en las MAR.  
(6) Magnitud detallada en el informe de gestión.

### Anexo III. Glosario de indicadores no financieros

Indicador	Definición
Satisfacción de la calidad del servicio global	Grado de satisfacción de los clientes con la calidad del servicio global en un rango del 1 al 10 (en Chile de 1 a 7), desglosado por país o región geográfica.
Emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI)	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) originadas por fuentes que posee o controla la compañía.
Factor de emisión de generación (tCO <sub>2</sub> /GWh)	Tasa de emisión como resultado de la actividad de generación eléctrica resultante del cociente entre la cantidad de contaminante atmosférico emitido (toneladas de dióxido de carbono) y la energía producida (GWh).
Capacidad instalada libre de emisiones (%)	% que representa la capacidad instalada en las tecnologías hidráulica, minihidráulica, eólica y solar sobre la capacidad instalada total al cierre de ejercicio.
Producción neta libre de emisiones (%)	% que representa la producción neta de las tecnologías hidráulica, minihidráulica, eólica y solar sobre la producción neta total.
Actividad con certificación ambiental ISO14001 (%)	<p>Porcentaje de ebitda correspondiente a sociedades certificadas (*) mediante el modelo de gestión ambiental recogido en la norma ISO 14001, respecto al total de ebitda generado por actividades que producen impacto medioambiental.</p> <p>(*) Como sociedades certificadas se han incluido sociedades asimilables a certificadas de acuerdo con la siguiente definición:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aquellas sociedades dominantes cuyas sociedades dependientes, de las que ostentan más del 50% de la propiedad, están prácticamente todas certificadas.</li> <li>- Aquellas sociedades que concentran los servicios corporativos únicamente de sociedades certificadas.</li> <li>- Aquellas sociedades cuya empresa dominante concentra los servicios corporativos y está certificada.</li> </ul>
Nº empleados a cierre de ejercicio	Número de empleados en la compañía a cierre de ejercicio.
Distribución geográfica del número de empleados a cierre de ejercicio	Distribución de empleados por zonas geográficas a cierre ejercicio.
Edad media y promedio de antigüedad	Promedio de edad de los empleados en plantilla a cierre ejercicio y promedio de antigüedad de los empleados en plantilla a cierre de ejercicio.
Índice de rotación voluntaria	Bajas voluntarias/plantilla media.
Total horas de formación	Horas totales de formación recibidas por los empleados de la plantilla
Participantes Universidad Corporativa	Número de participantes que han asistido a formación impartida por la Universidad Corporativa
Plantilla formada (%)	Porcentaje de la plantilla que ha recibido formación
Tiempo de formación por empleado	Horas de formación recibidas de media por cada empleado de la plantilla (total de horas de formación respecto al total de empleados en plantilla).
Inversión en formación por persona	Importe en euros de la inversión media en formación por empleado

Índice de integración de personas con discapacidad	Porcentaje de empleados en plantilla con discapacidad en España
Diversidad hombres/mujeres	Porcentaje de hombres en la plantilla respecto al total de empleados de la compañía a cierre de ejercicio / Porcentaje de mujeres en la plantilla respecto al total de empleados de la compañía a cierre de ejercicio.
Mujeres en puestos directivos	Porcentaje de mujeres que se encuentran desempeñando un cargo directivo respecto al total de empleados de la compañía en puestos directivos a cierre de ejercicio.
Número de accidentes con baja	Número de accidentes de trabajo que causan una baja laboral.
Días perdidos	Jornadas en las que no se ha trabajado por bajas por accidente de trabajo. Se calculan desde el día siguiente al de la recepción de la baja y se consideran los días naturales.
Víctimas mortales	Número de trabajadores que han fallecido por accidentes de trabajo.
Índice de frecuencia	Número de accidentes con baja ocurridos durante la jornada de trabajo por cada millón de horas trabajadas.
Índice de gravedad	Número de jornadas perdidas a consecuencia de los accidentes de trabajo por cada 1.000 horas trabajadas.
Índice de incidencia	Número de accidentes de trabajo por cada 1,000 trabajadores
Número total de proveedores	Número de proveedores que se han mantenido en activo (de alta en la base de datos de proveedores) durante el ejercicio, y a los cuales se ha adjudicado compra en el ejercicio; total y desglosado por país
Volumen total de compras adjudicado	Cantidad monetaria total correspondiente a las adjudicaciones del ejercicio, considerando el 100% de las adjudicaciones cuyo periodo de vigencia sea menor de 395 días, así como las cantidades anualizadas correspondientes a 2017 para las adjudicaciones de más de 395 días.
Evaluación de proveedores ESG <sup>1</sup>	Número total de proveedores que se han mantenido en activo (de alta en la base de datos de proveedores) durante el ejercicio, evaluados según criterios ESG, independientemente de si se les ha adjudicado o no, o han proporcionado un servicio/producto a Gas Natural Fenosa en el ejercicio.
Número de proveedores críticos	Número de proveedores categorizados como de riesgo "Alto", que se han mantenido en activo (de alta en la base de datos de proveedores) durante el ejercicio, y que han proporcionado productos/servicios a Gas Natural Fenosa en el ejercicio.
Proveedores suspendidos de homologación	Proveedores que no han superado el proceso de homologación de proveedores.
Inversión en acción social	Aportación económica a programas de acción o inversión social y patrocinio y mecenazgo
Personas formadas en Derechos Humanos	Número de empleados en activo que cuentan con formación en materia de Derechos Humanos
Consultas y denuncias recibidas código ético	Número de comunicaciones relacionadas con el Código Ético y la Política Anticorrupción que han sido recibidas por la Comisión de Código Ético.
Contribución fiscal	Importe de los tributos efectivamente pagados por países y segmentado entre aquellos que suponen un gasto efectivo para el grupo y aquellos que se retienen o se repercuten al contribuyente final.
Inversión en innovación	Importe en euros destinado a actividades de innovación

<sup>1</sup> *Environmental, Social and Governance*



#### Anexo IV. Acerca de este Informe

Este Informe de gestión ha sido elaborado de acuerdo con el marco de información <IR> publicado por el *International Integrated Reporting Council* (IIRC). Asimismo, para los aspectos no financieros, se ha tenido en cuenta los estándares de *Global Reporting Initiative* (GRI), conocidos como GRI Standards.

Conforme a lo establecido en el Real Decreto-ley 18/2017, de 24 de noviembre, por el que se modifican el Código de Comercio, el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y la Ley 22/2015, de 20 de julio, de Auditoría de Cuentas, en materia de información no financiera y diversidad, se incorpora el estado de información no financiera consolidado, por lo que hace referencia a las cuestiones medioambientales y sociales, así como relativas al personal, al respeto de los derechos humanos y a la lucha contra la corrupción y el soborno contenidas en el apartado 5 de este Informe de gestión.

Asimismo, para la elaboración del Informe se han considerado las recomendaciones contenidas en la “Guía para la elaboración del Informe de Gestión de las entidades cotizadas”, que la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) publicó en 2013.

En 2017 se ha actualizado el análisis de materialidad, alineándolo con los compromisos y la estrategia de la compañía en responsabilidad corporativa y como novedad, se han integrado al análisis los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Los asuntos materiales identificados a nivel corporativo son aquellos que:

- Resultan más críticos para la continuación de las operaciones de la compañía
- Pueden promover un cambio más significativo en términos de impacto económico, ambiental y social
- Son considerados de mayor relevancia para los grupos de interés de la compañía

Se ha evaluado la materialidad de los aspectos relevantes identificados y se han priorizado los contenidos más relevantes a incorporar en el Informe de gestión, tal y como se detalla a continuación:

<b>Identificación de aspectos relevantes</b>	<p>Basado en un análisis interno y externo, se ha definido un listado de aspectos que pueden afectar sustancialmente la capacidad de Gas Natural Fenosa para crear valor en el corto, medio y largo plazo. Para ello se ha considerado:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– Expectativas de los grupos de interés: principales aspectos definidos por GRI Standards y suplementos sectoriales GRI “Electric Utilities” y “Oil&amp;Gas”, tomando como base el estudio de materialidad realizado por Gas Natural Fenosa.</li><li>– Expectativas de los inversores: feedback de los inversores y analistas ESG<sup>1</sup> recibidos durante los distintos roadshows del año 2017.</li><li>– Análisis de buenas prácticas: a partir de una selección de empresas reconocidas por su avance en materia de informe integrado.</li></ul>
<b>Evaluación de la materialidad de los aspectos identificados</b>	<p>Asignación a los aspectos identificados del grado de relevancia que suponen para Gas Natural Fenosa en función de su posible impacto tanto positivo como negativo en su capacidad para generar valor.</p> <p>Según el grado de relevancia, se obtienen aquellos aspectos que van a ser considerados parte del contenido del Informe de gestión.</p>
<b>Priorización de contenidos</b>	<p>Una vez determinados los contenidos del informe se priorizan en base a su magnitud para centrarlo en aquellos contenidos que resultan más relevantes.</p>

<sup>1</sup> *Environmental, Social and Governance.*

Gas Natural Fenosa ha identificado diez asuntos materiales de máxima relevancia. También ha identificado el resto de asuntos de interés:

	<b>Asuntos identificados</b>	<b>Carácter del asunto</b>
<b>Asuntos de máxima relevancia</b>	1 Acceso a energía	Social
	2 Emisiones y cambio climático	Ambiental
	3 Seguridad y salud ocupacional	Social
	4 Eficiencia energética y consumo de energía	Ambiental
	5 Acción social y desarrollo de las comunidades locales	Social
	6 Evaluación de la cadena de suministro	Social y ambiental
	7 Empleabilidad y empleo	Social
	8 Biodiversidad	Ambiental
	9 Atención y satisfacción del cliente	Social
	10 Evaluación de los derechos humanos	Social
<b>Otros asuntos de interés</b>	11 Anti-corrupción	Económico
	12 Tecnología e innovación	Económico
	13 Cumplimiento socio-económico y ambiental	Económico, ambiental y social
	14 Seguridad y salud de los consumidores y de la sociedad	Social
	15 Diversidad e igualdad	Social
	16 Materiales utilizados, reciclados y reutilizados	Ambiental
	17 Libertad de asociación y negociación colectiva	Social
	18 Gestión de agua	Ambiental
	19 Gestión de fugas, vertidos y residuos	Ambiental
	20 Compras responsables	Económico
	21 Formación, educación y retribución	Social
	22 Prácticas de competencia	Económico
	23 Gestión de las relaciones entre empresa-trabajador y comunicación interna	Social
	24 Fiscalidad	Económico
	25 Desempeño económico	Económico
	26 Ciberseguridad y seguridad de la información	Social
	27 Impactos económicos indirectos	Económico
	28 Reasentamientos	Social

## **Alcance**

Los datos financieros y no financieros de Gas Natural Fenosa presentados en este informe son consolidados y hacen referencia a todas las actividades llevadas a cabo durante el año 2017 como operador global de gas y electricidad, aunque existen particularidades en algunos capítulos:

En el ámbito de recursos humanos, la información reportada corresponde a los países en los que Gas Natural Fenosa está presente y tiene constituidas sociedades con personal contratado adscrito a ellas y en donde la compañía realiza una gestión centralizada de sus políticas de recursos humanos, excepto el número de empleados y el porcentaje de hombres/mujeres que tiene en cuenta todos los empleados del grupo según perímetro de consolidación.

En el apartado de medio ambiente la información presentada hace referencia únicamente a aquellas sociedades o actividades en las que la participación es igual o superior al 50%, que tienen capacidad de influencia en la gestión ambiental y que cuentan con una capacidad de impacto significativo, considerando los datos globales.

La relación completa de empresas que integran Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2017 figura en el Anexo I “Sociedades de Gas Natural Fenosa” de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Asimismo, las variaciones en el perímetro de consolidación se describen en el Anexo II de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Como consecuencia de los procesos de desinversión de los negocios de distribución y comercialización de gas en Italia, distribución y comercialización de gas en Colombia, distribución eléctrica en Moldavia y generación eléctrica en Kenia, descritos en la Nota 9 “Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas” de las Cuentas Anuales Consolidadas, la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio 2016 ha sido re-expresada, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2017, en aplicación de la NIIF 5.

En relación a la información no financiera, dado que Gas Natural Fenosa ha gestionado dichos negocios durante 2017, a pesar del proceso de desinversión, se incluyen las magnitudes relativas a dichos negocios, excepto cuando se especifique que son magnitudes a cierre de ejercicio en cuyo caso estos negocios no se consideran. En cuanto a la información correspondiente a 2016 ésta no ha sido re-expresada.

### **Verificación**

La información no financiera del Informe de gestión ha sido sometida a un proceso de revisión externa independiente. El informe de aseguramiento independiente donde se incluyen los objetivos y alcance del proceso así como los procedimientos de revisión utilizados y sus conclusiones, se adjunta como anexo a este informe.

**Anexo V. Informe de revisión independiente de la información no financiera**

**Anexo VI. Informe Anual de Gobierno Corporativo**

**Anexo VII. Informe de revisión independiente del SCIIF**



## GAS NATURAL FENOSA

El Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2017 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 6 de febrero de 2018 y se firma, a continuación, de conformidad por todos los Administradores, en cumplimiento del artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

D. Isidro Fainé Casas  
Presidente

D. Josu Jon Imaz San Miguel  
Vicepresidente Primero

D. William Alan Woodburn  
Vicepresidente Segundo

D. Rafael Villaseca Marco  
Consejero Delegado

D. Ramón Adell Ramón  
Consejero

D. Enrique Alcántara-García  
Irazoqui  
Consejero

D. Xabier Añoveros Trias de Bes  
Consejero

D. Marcelino Armenter Vidal  
Consejero

D. Mario Armero Montes  
Consejero

D. Francisco Belil Creixell  
Consejero

Dña. Benita María Ferrero-  
Waldner  
Consejera

D. Alejandro García-Bragado  
Dalmáu  
Consejero

Dña. Cristina Garmendia  
Mendizábal  
Consejera

Dña. Helena Herrero Starkie  
Consejera

D. Miguel Martínez San Martín  
Consejero

D. Rajaram Rao  
Consejero

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla  
Consejero