

Gas Natural Fenosa



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2016



1. Situación de la entidad

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

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

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

2. Evolución y resultado de los negocios

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

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

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

Principales ratios financieros

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

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

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

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

⁴ Activos corrientes/Pasivos corrientes.

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

⁶ ROE: Resultado atribuible anualizado/Patrimonio neto atribuido.

⁷ ROA: Resultado atribuible anualizado/Total activos.

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

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

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

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

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

Principales magnitudes físicas

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

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España



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

2.3. Análisis de los resultados consolidados

Importe neto de la cifra de negocio

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

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

Ebitda

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

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

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

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

Resultado de explotación

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

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

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

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

Resultado financiero

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

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

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

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

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

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

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

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

Impuesto sobre beneficios

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

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

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

Participaciones no dominantes

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

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

Resultado neto

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

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

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

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

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

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

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

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

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

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

Patrimonio neto y remuneración al accionista

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

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

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



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

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

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

Deuda y gestión financiera

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

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

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

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

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

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

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

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

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

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

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

Principales operaciones financieras

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



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

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

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

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

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

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

Calificación crediticia

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

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

Liquidez y recursos de capital

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

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

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



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

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Distribución de gas

2.5.1 Distribución gas España

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

Resultados

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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

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

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

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

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

2.5.2 Distribución gas Italia

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas.

Resultados

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

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

Principales magnitudes

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

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

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



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

2.5.3 Distribución gas Latinoamérica

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

Resultados

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Distribución de electricidad

2.5.4 Distribución electricidad España

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

Resultados

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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



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

2.5.5 Distribución electricidad Moldavia

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

Resultados

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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

2.5.6 Distribución electricidad Latinoamérica

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

Resultados

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

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

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

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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

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

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

Transmisión de electricidad en Chile

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

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

Gas

2.5.7 Infraestructuras

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

Resultados

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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

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

2.5.8 Aprovisionamiento y Comercialización

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

Resultados

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

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

Entorno de mercado

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

Comercialización de gas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Unión Fenosa Gas

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

Electricidad

2.5.9 Electricidad España

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

Resultados

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

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

Entorno de mercado

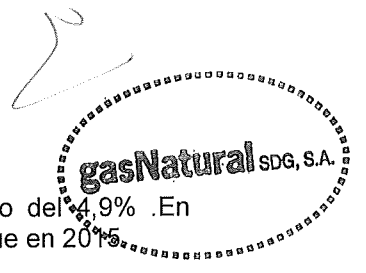
En el entorno nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó los 121.779 GWh (122.102 GWh en 2015) por lo que presenta una variación prácticamente nula. La demanda del año corregida por efecto de temperatura y laboralidad, presentaría un aumento del 0,1%.

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Principales magnitudes

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.5.10 Global Power Generation

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

Resultados

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

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

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

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

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

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

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

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

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


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

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

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

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

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



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

3. Principales riesgos e incertidumbres

3.1. Riesgos operativos

3.1.1. Riesgo regulatorio

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

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

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

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

3.1.2. Riesgo de volúmenes de gas y electricidad

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

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

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



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

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

3.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurables

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

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

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

b) Imagen y reputación

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

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

c) Medioambiente

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

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

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

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

d) Cambio climático

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

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

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

e) Exposición geopolítica

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

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

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

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

3.2. Riesgos financieros

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

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

3.3. Principales oportunidades

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

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



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

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

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

4. Hechos posteriores

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