

Resultados primer trimestre 2017

12 de mayo de 2017

Advertencia legal

El presente documento es propiedad de Gas Natural SDG, S.A. (Gas Natural Fenosa) y ha sido preparado con carácter meramente informativo.

El presente documento se proporciona a los destinatarios exclusivamente para su información, por lo que dichos destinatarios deberán acometer su propio análisis sobre la actividad, condición financiera y perspectivas de Gas Natural Fenosa. La información contenida no deberá utilizarse como sustituto de un juicio independiente sobre Gas Natural Fenosa, sus filiales, su negocio y/o su condición financiera.

La información y las previsiones contenidas en este documento no han sido verificadas por ninguna entidad independiente y por tanto no se garantiza ni su exactitud ni su exhaustividad. En este sentido, se invita a los destinatarios de este documento a consultar la documentación pública comunicada por Gas Natural Fenosa a la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Todas las previsiones y otras afirmaciones que figuran en este documento que no se refieran a hechos históricos, incluyendo, entre otras, las relativas a la situación financiera, estrategia empresarial, planes de gestión u objetivos de futuras operaciones de Gas Natural Fenosa (incluyendo a sus filiales y participadas), son meras previsiones de futuro. Estas previsiones contemplan riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores que pueden derivar en que los resultados reales, actuación o logros de Gas Natural Fenosa, o los resultados del sector, sean significativamente diferentes de los expresados. Estas previsiones se basan en diversas hipótesis relativas a las estrategias empresariales presentes y futuras de Gas Natural Fenosa y al entorno en que Gas Natural Fenosa espera operar en el futuro, las cuales quizá no se cumplan. Todas las previsiones y otras manifestaciones aquí contenidas se refieren únicamente a la situación existente en la fecha de realización de este documento. Ni Gas Natural Fenosa ni ninguna de sus filiales, asesores o representantes, ni ninguno de sus respectivos administradores, directivos, empleados o agentes serán responsables en modo alguno por cualquier perjuicio que resulte del uso de este documento o de su contenido, o relacionado en cualquier otro modo con ésta.

La distribución de este documento podría estar sujeta a restricciones en determinadas jurisdicciones por lo que los receptores de este documento o quienes finalmente obtengan copia o ejemplar de la misma, deberán conocer dichas restricciones y cumplirlas. Mediante la lectura de este documento usted acepta quedar vinculado por las mencionadas limitaciones.

Este documento no constituye una oferta de ningún tipo, ni ninguna parte de este documento deberá tomarse como base para la formalización de ningún contrato o acuerdo.

Índice

Hechos destacados en el período	03	>	03
1. Principales magnitudes	04	>	06
2. Análisis de los resultados consolidados	07	>	10
3. Balance de situación y Fondos generados	11	>	14
4. Análisis de resultados por actividades	15	>	33
4.1. Distribución de gas	15	>	20
4.2. Distribución de electricidad	20	>	23
4.3. Gas	24	>	27
4.4. Electricidad	28	>	33
Hechos relevantes	34	>	35
Anexos. Tablas de resultados.	36	>	41
Cuenta de resultados consolidada	36	>	36
Información económica por actividades	38	>	39
Balance de situación consolidado	40	>	40
Estado de flujos de efectivo consolidado	41	>	41
Glosario de términos	42	>	42

Hechos destacados del período

El beneficio neto en el primer trimestre de 2017 alcanza los €298 millones

- El beneficio neto del primer trimestre de 2017 se sitúa en €298 millones y desciende un 9,4% frente al del mismo período del año anterior. A efectos comparativos hay que considerar que en el primer trimestre de 2017 no se consolidan los resultados de Electricaribe, por lo que en términos homogéneos la disminución sería del 8,3%.
- El EBITDA alcanza los €1.104 millones en el primer trimestre de 2017 y disminuye un 9,2% (5,3% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe) con respecto al del primer trimestre de 2016. Dicha disminución se concentra en el negocio de Electricidad España cuya evolución se ha visto condicionada por factores climatológicos, con una contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 75,4%.
- El 11 de enero de 2017 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por importe de €1.000 millones y vencimiento a 10 años, con cupón anual al 1,375%.
- El 14 de marzo de 2017 el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia, anunció la decisión de liquidar la sociedad Electricaribe. Posteriormente, 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.
- El 11 de abril de 2017 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por importe de €1.000 millones y vencimiento a 7 años, con cupón anual al 1,125%, desembolsada en abril de 2017. En paralelo se había lanzado una oferta de recompra de bonos de Gas Natural Fenosa con vencimientos entre 2018 y 2021, de forma que, tras la emisión, los nuevos bonos han sido permutados por los bonos recomprados.
- A 31 de marzo de 2017 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 44,4% inferior al de 2016 que se situaba en el 45,9% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,2 veces en línea con 2016.
- La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 20 de abril de 2017 aprobó una distribución de resultados que supone destinar €1.001 millones a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2016, el mismo importe que el año anterior, lo que representa un *pay out* del 74,3%. Ello supone el pago de un dividendo de €1 por acción, del que ya se abonó un dividendo a cuenta de €0,330 por acción en efectivo el 27 de septiembre de 2016 y el €0,670 por acción restante será abonado en el mes de junio de 2017 también en efectivo.

1. Principales magnitudes

1.1. Principales magnitudes económicas

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.450	5.954	8,3
EBITDA	1.104	1.216	-9,2
Resultado de explotación	651	724	-10,1
Resultado neto	298	329	-9,4
Cash flow operativo (CFO)	795	837	-5,0
Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
Cotización a 31/03 (€)	20,54	17,77	15,6
Capitalización bursátil a 31/03	20.554	17.782	15,6
Beneficio por acción (€)	0,30	0,33	-9,4
Inversiones, netas	321	257	24,9
Patrimonio neto	19.328	18.671	3,5
Patrimonio neto atribuido	15.511	14.542	6,7
Deuda financiera neta (a 31/03)	15.464	15.817	-2,2

1.2. Ratios

		1T17	1T16
Endeudamiento	%	44,4	45,9
EBITDA/Coste deuda financiera neta	veces	6,8	6,5
Deuda financiera neta/EBITDA	veces	3,2	3,1
Relación cotización beneficio (PER)	veces	15,6	12,5
EV/EBITDA	veces	7,4	6,5

Nota: Datos bursátiles y de balance a 31 de marzo.

1.3. Principales magnitudes operativas

Actividad de Distribución

	1T17	1T16	%
Distribución de gas (GWh)	120.815	120.988	-0,1
Europa	58.546	54.546	7,3
ATR ¹	58.546	54.546	7,3
Latinoamérica	62.269	66.442	-6,3
Ventas de gas	35.047	36.498	-4,0
ATR	27.222	29.944	-9,1
Distribución de electricidad (GWh)	14.608	17.802	-17,9
Europa	8.928	8.932	-0,0
Ventas de electricidad	733	705	4,0
ATR	8.195	8.227	-0,4
Latinoamérica (*)	5.680	8.870	-36,0
Ventas de electricidad	5.302	8.286	-36,0
ATR	378	584	-35,3
Transmisión de electricidad (GWh)	3.875	3.929	-1,4
Latinoamérica	3.875	3.929	-1,4
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/03)	13.620	13.260	2,7
Europa	5.778	5.744	0,6
Latinoamérica	7.842	7.516	4,3
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/03)	8.238	10.694	-23,0
Europa	4.588	4.558	0,7
Latinoamérica (*)	3.650	6.136	-40,5
TIEPI en España (minutos) ²	57	17	-

(*) 1T16 incluye la aportación de Electricaribe a las magnitudes consolidadas.

Actividad de Gas

	1T17	1T16	%
Comercialización mayorista (GWh)	84.367	76.025	11,0
España	40.436	37.486	7,9
Resto de Europa	20.441	20.395	0,2
GNL Internacional	23.490	18.144	29,5
Comercialización minorista (GWh)	14.140	13.902	1,7
Transporte de gas-EMPL ³ (GWh)	28.713	24.163	18,8

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida). Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.

³ Gasoducto Europa-Magreb.

Actividad de Electricidad

	1T17	1T16	%
Energía eléctrica producida (GWh)	11.561	11.322	2,1
España	7.275	7.082	2,7
Generación	6.544	6.202	5,5
Hidráulica	465	1.893	-75,4
Nuclear	1.225	1.092	12,2
Carbón	1.669	522	-
Ciclos combinados (CC)	3.185	2.695	18,2
Renovable y cogeneración	731	880	-16,9
Global Power Generation	4.286	4.240	1,1
México (CC)	3.691	3.621	1,9
México (eólico)	223	261	-14,6
Costa Rica (hidráulica)	79	67	17,9
Panamá (hidráulica)	18	13	38,5
República Dominicana (fuel)	212	244	-13,1
Kenia (fuel)	63	34	85,3
Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.418	15.471	-0,3
España	12.716	12.769	-0,4
Generación	11.569	11.624	-0,5
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.065	-2,7
Ciclos combinados (CC)	7.001	7.001	-
Renovable y cogeneración	1.147	1.145	0,2
Global Power Generation	2.702	2.702	-
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

2. Análisis de los resultados consolidados

Las cifras más destacables de la cuenta de pérdidas y ganancias son las siguientes:

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.450	5.954	8,3
EBITDA	1.104	1.216	-9,2
Beneficio de explotación	651	724	-10,1
Resultado financiero	-173	-199	-13,1
Resultado método de participación	-	-9	-
Impuesto sobre beneficios	-112	-121	-7,4
Participaciones no dominantes	-68	-71	-4,2
Resultado neto	298	329	-9,4

2.1. Cambios en el perímetro de consolidación y otras transacciones significativas

A lo largo del ejercicio 2016, Electricaribe, sociedad participada en un 85,38% por Gas Natural Fenosa, vino padeciendo muy fuertes tensiones de tesorería consecuencia de las acciones y omisiones de la República de Colombia. El 14 de noviembre de 2016 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la República de Colombia (Superintendencia) ordenó la toma de posesión de los bienes, haberes y negocios 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, 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. Posteriormente, 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. El inicio formal del arbitraje se ha solicitado ante el Tribunal de la CNUDMI que, al igual que el 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 Colombia y España.

A 31 de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa dejó de consolidar Electricaribe y, siguiendo lo indicado por la normativa contable aplicable en este caso, NIIF 10, procedió a dar de baja sus activos, pasivos y participaciones no dominantes por un importe neto de €475 millones. 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). Dado que Electricaribe es una inversión en instrumentos de patrimonio que no dispone de un precio de mercado cotizado, en la valoración se aplicaron criterios de prudencia valorativa. 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.

Ejercicio 2017

En el ejercicio 2017 no se han producido variaciones significativas en el perímetro de consolidación.

Ejercicio 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), lo que supuso una plusvalía neta de €4 millones, 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). 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%.

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, generando para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de €1 millón.

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. Esta operación se materializó en julio de 2016, generándose para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de €21 millones.

Con fecha 29 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa, a través de la sociedad Aprovevisionadora Global de Energía, S.A. (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, \$197 millones tras los ajustes por dividendos a la fecha de cierre (€182 millones). La operación se cerró en noviembre de 2016 y supuso la obtención de una plusvalía antes de impuestos y participaciones no dominantes de €128 millones y una plusvalía neta de €50 millones.

Con fecha 29 de julio de 2016 Gas Natural Fenosa adquirió el 100% de la comercializadora irlandesa de gas y electricidad Vayu Limited (Vayu), la que se enmarca en el cumplimiento del nuevo plan estratégico que contempla el crecimiento en el negocio de comercialización de energía en Europa. Esta operación complementa la posición del Grupo en los mercados europeos donde ya está presente (Francia, Italia, Bélgica, Países Bajos, Portugal, Alemania y Luxemburgo) y permitirá desarrollar la actividad de trading y operaciones de GNL. Vayu cuenta con una cuota de comercialización de grandes clientes industriales y comerciales de gas en Irlanda del 15%, mientras que la de comercialización de electricidad es de alrededor del 6%.

2.2. Análisis de resultados

2.2.1. Importe neto de la cifra de negocios

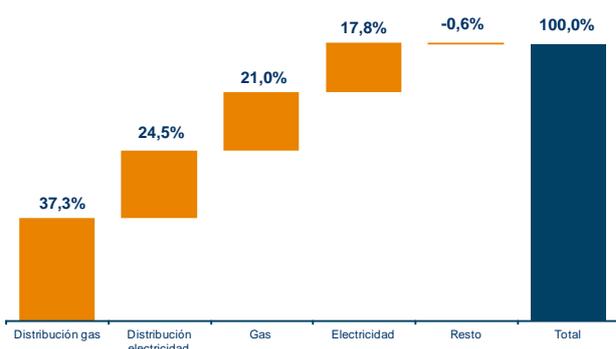
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de marzo de 2017 asciende a €6.450 millones y registra un aumento del 8,3% respecto al año anterior, debido, básicamente, al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del mismo período del año anterior así como a la evolución de los tipo de cambio.

2.2.2. EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del primer trimestre de 2017 disminuye en €112 millones y alcanza los €1.104 millones, con una disminución del 9,2% respecto al mismo periodo del año anterior. No obstante, el primer trimestre de 2017 no incorpora los resultados de Electricaribe por lo que, en términos homogéneos, la disminución solo sería del 5,3%.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto positivo en el EBITDA del primer trimestre de 2017 de €29 millones respecto al mismo periodo del año 2016, causado fundamentalmente por la apreciación del peso brasileño y el peso chileno.

Contribución al EBITDA por actividades



En el gráfico adjunto se pueden apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio y su diversificación, donde destaca la aportación de la actividad de distribución de gas con un 37,3% del total consolidado. Le siguen, la actividad de distribución de electricidad con un 24,5%, la actividad de gas con un 21,0% y la actividad de electricidad con un 17,8%.

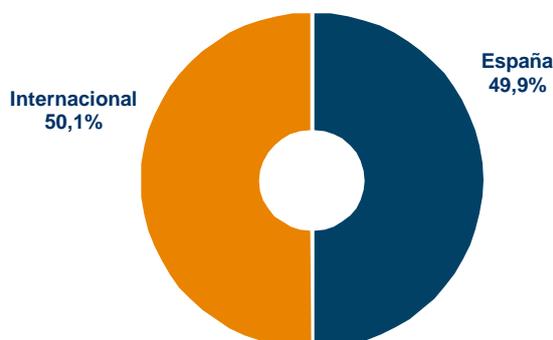
El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta un 3,6% y representa un 50,1% del total consolidado frente a un 43,9% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España disminuye un 19,2% y disminuye su peso relativo en el total consolidado al 49,9%.

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de marzo de 2017 ascienden a €423 millones y registran una disminución del 2,8% respecto al año anterior principalmente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado.

Las provisiones por morosidad se sitúan en €30 millones frente a €57 millones en el año anterior, disminución debida básicamente al efecto de la desconsolidación de Electricaribe.

El resultado de explotación del primer trimestre de 2017 ha disminuido en €73 millones respecto al mismo período del año anterior, situándose en €651 millones, lo que supone una disminución del 10,1% respecto al mismo periodo del año anterior (-8,1% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe).

Contribución al EBITDA por zona geográfica



2.2.3. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

(€ millones)	1T17	1T16
Coste deuda financiera neta	-162	-186
Otros gastos/ingresos financieros	-14	-17
Ingreso financiero Costa Rica ¹	3	4
Resultado financiero	-173	-199

¹ 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 primer trimestre del ejercicio 2017 asciende a €162 millones, inferior al mismo período del año anterior debido a la desconsolidación de Electricaribe y a la reducción de tipos en nuevas emisiones que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,9%, con el 73,5% de la deuda bruta a tipo fijo.

2.2.4. Resultado de entidades por el método de participación

En el primer trimestre de 2017 no hay aportación al resultado de entidades por el método de participación (-€9 millones en el año 2016) puesto que la aportación positiva de Ecoeléctrica en Puerto Rico y de otras participaciones (Chile y generación renovable) se compensa con el resultado negativo que aporta el subgrupo Unión Fenosa Gas.

2.2.5. Impuesto sobre beneficios

La tasa efectiva al 31 de marzo de 2017 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual ha ascendido a 23,5% igual a la del mismo periodo del año anterior.

2.2.6. Participaciones no dominantes

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de las participaciones no dominantes en EMPL, en GPG, en las sociedades de distribución de gas en Chile, Brasil, Colombia 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 marzo de 2017 asciende a -€68 millones en línea al del mismo periodo del año anterior que ascendía a -€71 millones.

2.2.7. Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a €298 millones, con una disminución del 9,4% frente al obtenido en el mismo periodo del año anterior. No obstante, a efectos comparativos, hay que considerar que en el primer trimestre de 2017 no se consolidan los resultados de Electricaribe, por lo que en términos homogéneos la disminución sería del 8,3%.

3. Balance de situación y Fondos generados

Las cifras más destacadas del balance de situación son las siguientes:

(€ millones)	1T17	1T16	%
Inmovilizado material e intangible	34.463	33.918	1,6
Deuda financiera neta	15.464	15.817	-2,2
Patrimonio neto	19.328	18.671	3,5
Patrimonio neto atribuido	15.511	14.542	6,7

3.1. Inversiones

El desglose de las inversiones netas por naturaleza es el siguiente:

(€ millones)	1T17	1T16	%
Inversiones materiales e intangibles	320	266	20,3
Inversiones financieras	12	10	20,0
Total inversiones brutas	332	276	20,3
Desinversiones y otros	-11	-19	-42,1
Total inversiones netas	321	257	24,9

Las inversiones materiales e intangibles del primer trimestre de 2017 alcanzan los €320 millones, con un incremento del 20,3% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por el aumento de las inversiones tanto en distribución de gas como de electricidad en Latinoamérica, así como Electricidad.

Inversiones materiales e intangibles por actividades

(€ millones)	1T17	% contribución	1T16	% contribución	% variación
Distribución gas	114	35,6	119	44,7	-4,2
España	42	13,1	66	24,8	-36,4
Italia	4	1,3	5	1,9	-20,0
Latinoamérica	68	21,3	48	18,0	41,7
Distribución electricidad	129	40,3	106	39,8	21,7
España	42	13,1	45	16,9	-6,7
Moldavia	1	0,3	-	0,0	-
Latinoamérica	86	26,9	61	22,9	41,0
Gas	9	2,8	7	2,6	28,6
Infraestructuras	2	0,6	1	0,4	-
Comercialización	7	2,2	6	2,3	16,7
Electricidad	62	19,4	30	11,3	-
España	23	7,2	17	6,4	35,3
Global Power Generation	39	12,2	13	4,9	-
Resto	6	1,9	4	1,5	50,0
Total inversiones materiales e intangibles	320	100,0	266	100,0	20,3

La actividad de distribución de electricidad representa el 40,3% del total consolidado, siendo el mayor foco inversor y aumenta un 21,7% respecto al mismo periodo del año anterior. La distribución de electricidad en Latinoamérica representa un 26,9% del total consolidado e incrementa un 41,0% básicamente por el incremento de inversión en Chile.

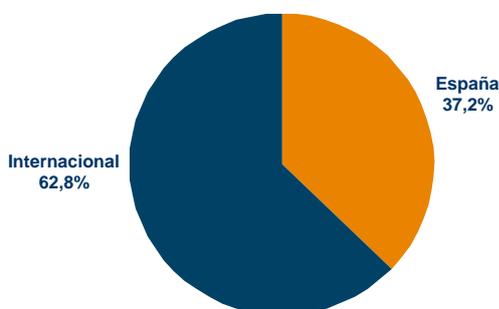
La distribución de gas representa el 35,6% del total consolidado y disminuye un 4,2% respecto al mismo periodo del año anterior. La distribución de gas en Latinoamérica representa un 21,3% del total consolidado e incrementa un 41,7% respecto al mismo periodo del año anterior con incrementos de inversión en todos los países tanto en mantenimiento como en crecimiento de red.

La actividad de electricidad representa un 19,4% del total consolidado. En España aumenta un 35,3% respecto al mismo periodo del año anterior básicamente por la inversión en nuevos proyectos eólicos en las Islas Canarias. En GPG aumenta un 200% principalmente por el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en Brasil.

Inversiones materiales e intangibles por zona geográfica

En el ámbito geográfico, las inversiones en el exterior aumentan en un 54,6% y representan un 62,8% del total, frente a un 51,1% en el año anterior.

Por su lado, las inversiones en España disminuyen un 12,5% bajando su contribución al 37,2% frente a un 48,9% en el año anterior.



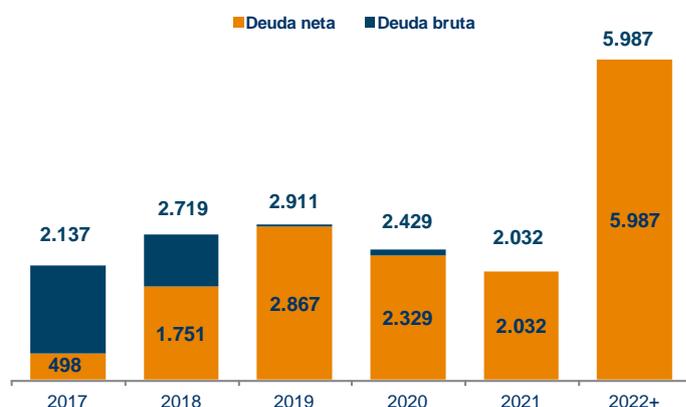
3.2. Deuda y gestión financiera

3.2.1. Deuda financiera

A 31 de marzo de 2017 la deuda financiera neta alcanza los €15.464 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 44,4% (€15.817 millones y 45,9% a 31 de marzo de 2016).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de marzo de 2017 en 3,2x y en 6,8x, respectivamente, lo que supone mantener los fundamentales parecidos a los del año anterior.

Vencimiento de la deuda financiera (€ millones)



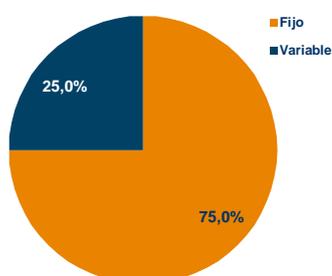
En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 85,4% tiene vencimiento igual o posterior al año 2019. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,5 años.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta y bruta de Gas Natural Fenosa a 31 de marzo de 2017. La deuda bruta asciende a €18.215 millones.

El 9,2% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 90,8% restante a largo plazo.

Estructura de la deuda financiera neta

La estructura de la deuda considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas es mayoritariamente a tipo de interés fijo:



La siguiente tabla muestra el desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de marzo de 2017 y su peso relativo sobre el total:

(€ millones)	31/03/17	%
EUR	12.345	79,8
CLP	1.431	9,3
US\$	959	6,2
BRL	340	2,2
MXN	324	2,1
COP	59	0,4
Otras	6	-
Total deuda financiera neta	15.464	100,0

3.2.2. Liquidez

A 31 de marzo de 2017 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €10.619 millones, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuentes de liquidez (€ millones)	Límite	Dispuesto	Disponibilidad
Líneas de crédito comprometidas	7.700	-552	7.148
Líneas de crédito no comprometidas	519	-53	466
Préstamos no dispuestos	352	-	352
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	2.653
Total	8.571	-605	10.619

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de marzo de 2017 se sitúan en €5.815 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €3.395 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €500 millones 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 €1.920 millones.

3.2.3. Principales operaciones financieras

Dentro del proceso continuo de optimización de la deuda financiera, el 11 de enero de 2017 Gas Natural Fenosa, a través de su programa Euro Medium Term Notes (EMTN), realizó una emisión de bonos en el euromercado por un importe de €1.000 millones y vencimiento en enero de 2027, con un cupón anual del 1,375%.

Con el mismo objetivo, durante el período se han renegociado operaciones bilaterales bancarias por importe de €2.000 millones.

El 28 de marzo de 2017 Gas Natural Fenosa lanzó una oferta para recomprar obligaciones hasta un importe máximo de €1.000 millones dirigido a cinco emisiones de obligaciones con vencimientos en 2018, 2020 y 2021 (obligaciones recompradas).

Asimismo, en la misma fecha, Gas Natural Fenosa comunicó su intención de efectuar una emisión de bonos bajo su programa EMTN por valor nominal de €1.000 millones con cupón de 1,125% y vencimiento a 7 años (nuevas obligaciones).

El 11 de abril de 2017, como resultado del proceso de solicitud de oferta de recompra mencionado anteriormente, se ha producido la permuta de las nuevas obligaciones por las obligaciones recompradas.

Como consecuencia de lo anterior, se amortizan y cancelan las obligaciones recompradas, quedando el siguiente importe nominal total vigente y en circulación de las cinco emisiones incluidas en la oferta:

Vencimiento	Nominal (€ millones)
Enero 2018	513
Febrero 2018	586
Enero 2020	686
Enero 2020	434
2021 (varios)	631

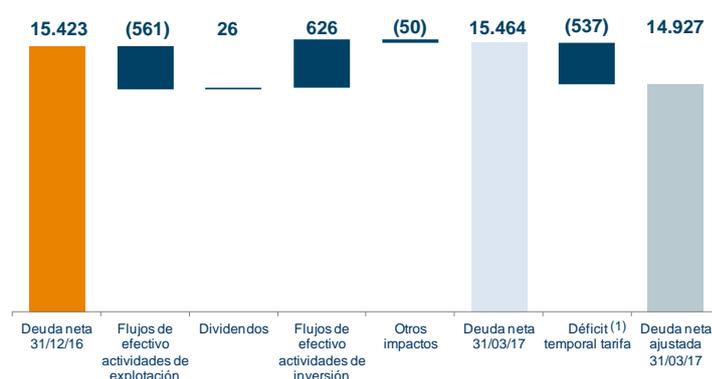
3.2.4. Calificación crediticia

La tabla adjunta detalla la calificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa a largo y corto plazo:

Agencia	c/p	l/p
Fitch	F2	BBB+
Moody's	P-2	Baa2
Standard & Poor's	A-2	BBB

3.3. Flujos de efectivo

El flujo de efectivo y la conciliación de la deuda financiera neta del primer trimestre de 2017 han sido los siguientes:



(1) Incluye €81 millones de déficit de tarifa eléctrico y €456 millones de déficit de tarifa de gas (2014: €331 millones, 2015: €10 millones, 2016: €61 millones y 2017: €54 millones).

En otros impactos se recogen diferencias de conversión, cambios en el perímetro de consolidación y otros.

3.4. Patrimonio neto y remuneración al accionista

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 a dividendos, el mismo importe que el año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de €1 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 por acción.

El pasado 27 de septiembre de 2016 se pago íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de €0,330 por acción.

A 31 de marzo de 2017 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €19.328 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €15.511 millones.

4. Análisis de resultados por actividades

Los criterios aplicados para la asignación de importes de las actividades son los siguientes:

- › Asignación directa de ingresos y gastos de cualquier naturaleza que se correspondan de forma exclusiva y directa con las actividades.
- › Asignación del margen de las operaciones intra-grupo en función del destino final de las ventas por mercados.
- › Asignación de los gastos e ingresos corporativos en función de su utilización por cada actividad.

4.1. Distribución gas

4.1.1. 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).

4.1.1.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	332	295	12,5
Aprovisionamientos	-36	-7	-
Gastos de personal, neto	-19	-19	-
Otros gastos/ingresos	-52	-54	-3,7
EBITDA	225	215	4,7
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-76	-72	5,6
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	149	143	4,2

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €332 millones, superior en €37 millones 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.

La mayor actividad en GLP se traslada en los aprovisionamientos por el mayor volumen de descargas para hacer frente a la mayor demanda.

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 4,7%.

4.1.1.2. Principales magnitudes

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

	1T17	1T16	%
Ventas - ATR (GWh)	56.658	52.865	7,2
Ventas de GLP (tn)	63.822	8.441	-
Red de distribución (km)	52.828	51.449	2,7
Incremento de puntos de suministro, en miles	5	20	-75,0
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	5.318	5.286	0,6

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 7,2% (+3.793 GWh).

La demanda residencial está en línea con la del mismo trimestre del año anterior, creciendo un 2% (+278 GWh).

El crecimiento de la demanda se centra en el mercado industrial. En el sector de menor a 60 bares presenta un incremento del 10% (+2.232 GWh). La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares crece un 11% (+1.283 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 el primer trimestre del año, en 872 km.

4.1.2. Italia

Este epígrafe se refiere al negocio de distribución regulada de gas en Italia.

4.1.2.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	21	21	-
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	-3	-3	-
Otros gastos/ingresos	-4	-4	-
EBITDA	14	14	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-6	-6	-
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	8	8	-

El EBITDA alcanza los €14 millones, en línea al mismo período del año anterior, dado que la retribución se mantiene en 2017 tras la actualización del WACC reconocido por el regulador italiano en 2016 como consecuencia de la reducción de la tasa libre de riesgo.

4.1.2.2. Principales magnitudes

	1T17	1T16	%
Ventas - ATR (GWh)	1.888	1.681	12,3
Red de distribución (km)	7.276	7.176	1,4
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	460	458	0,4

La actividad de distribución de gas alcanza los 1.888 GWh, con un aumento del 12,3% respecto al año 2016 por una climatología favorable.

La red de distribución al 31 de marzo de 2017 asciende a 7.276 km, con un aumento de 100 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 459.905 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

4.1.3. Latinoamérica

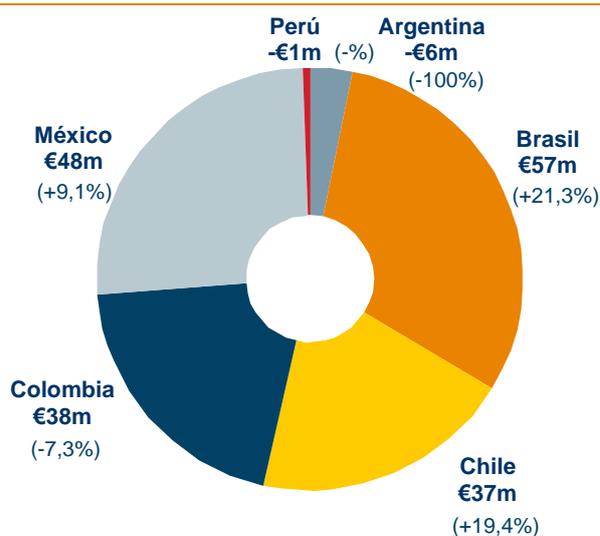
Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de comercialización de gas.

4.1.3.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.032	865	19,3
Aprovisionamientos	-743	-613	21,2
Gastos de personal, neto	-33	-29	13,8
Otros gastos/ingresos	-83	-64	29,7
EBITDA	173	159	8,8
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-44	-40	10,0
Provisiones de morosidad	-4	-5	-20,0
Resultado de explotación	125	114	9,6

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €1.032 millones y registra un aumento del 19,3%, afectado por la apreciación de las principales monedas latinoamericanas.

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA alcanza los €173 millones, lo que supone un aumento del 8,8% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (-4,9%), México (-8,8%), Colombia (13,3%), Brasil (22,2%) y Chile (9,7%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA disminuiría en un 1,9%.

El gráfico adjunto muestra el detalle del EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus variaciones respecto al mismo período de 2016.

La aportación de Brasil al EBITDA total, representa un 32,9%. Descontando el efecto de tipo de cambio comentado, el EBITDA disminuiría en un 4,2%. Los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas se sitúan en el primer trimestre del año en niveles inferiores al mismo período del año anterior (-30%), y las ventas de gas del mercado doméstico comercial registran caídas del 6,9% en la misma comparación temporal. Como contrapartida, en el mercado industrial parece percibirse un cambio de tendencia con respecto al año anterior, registrándose un incremento del 4,5%; asimismo, las ventas de gas natural vehicular (GNV) superaron en un 12% las registradas en el primer trimestre del año anterior debido a la mayor competitividad del gas respecto a combustibles líquidos.

El EBITDA de México representa un 27,7% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el EBITDA de México se incrementa un 16,8%, con un incremento en el margen de venta del 15,2%, registrándose crecimientos en todos los mercados.

El EBITDA de Colombia asciende a €38 millones, disminuyendo frente al año anterior (una vez excluido el efecto de tipo de cambio) en 19,5% como consecuencia del menor margen de comercialización registrado en el mercado secundario. Durante el primer trimestre de 2016, este mercado mostró un

comportamiento atípicamente positivo por los efectos del fenómeno de El Niño que provocaron una fuerte caída de la generación hidráulica.

El EBITDA aportado por Chile alcanza €37 millones (+12,9% sin efecto tipo de cambio) y representa el 21,4% del total registrado en Latinoamérica.

El EBITDA de Argentina, asciende a -€6 millones, a pesar de la entrada en vigor el 7 de octubre de 2016 de un nuevo cuadro tarifario para todos los mercados debido básicamente a regularizaciones en las estimaciones de ventas en el cierre de 2016 realizadas en el primer trimestre de 2017. En el primer trimestre del año se registra un mayor volumen de ventas en conjunto del 1,2%, con un crecimiento del 3% en el mercado doméstico/comercial, el de mayor peso en la composición del margen.

4.1.3.2. Principales magnitudes

	1T17	1T16	%
Ventas actividad de gas (GWh)	62.269	66.442	-6,3
Ventas de gas	35.047	36.498	-4,0
ATR	27.222	29.944	-9,1
Red de distribución (km)	83.142	80.556	3,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	69	68	1,5
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	7.842	7.516	4,3

Las principales magnitudes físicas por países en el primer trimestre de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	14.983	16.579	11.287	6.707	12.713	62.269
Incremento vs. 1T16 (%)	1,2	-17,4	-3,6	-3,4	-1,5	-6,3
Red de distribución (km)	25.715	7.327	7.031	21.959	21.110	83.142
Incremento vs. 31/03/2016 (km)	1.003	87	164	415	917	2.586
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	1.636	1.046	588	2.886	1.686	7.842
Incremento vs. 31/03/2016, en miles	20	48	24	118	116	326

A 31 de marzo de 2017 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.842 miles de clientes. Con un crecimiento interanual de 326 mil 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 62.269 GWh, inferiores a las registradas en el mismo período de 2016 especialmente por menores ventas en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 2.586 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 83.142 km a 31 de marzo de 2017, lo que representa un crecimiento del 3,2%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 917 km y en Argentina con 1.003 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 31 de marzo de 2017 se aprobaron las tarifas resultantes de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) mediante la publicación de la Resolución N°74-E del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, que establece el valor del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, y la Resolución N°4354 del ENARGAS que informa los resultados de la RTI para Gas Natural BAN, S.A., e incluye los nuevos cuadros tarifarios de distribución.

El resultado del proceso de RTI ha hecho posible un importante plan de inversiones que implica un significativo cambio de escala en la actividad. La aplicación de la nueva tarifa se realizará en tres etapas y se actualizará semestralmente por inflación.

Con la culminación del proceso de RTI y la aplicación de las nuevas tarifas, la compañía logrará su normalización económica y financiera.

- › En Brasil, las puestas en servicio en el mercado doméstico-comercial se incrementan un 2% respecto al año anterior, especialmente en los segmentos de saturación horizontal y expansión. Las ventas se reducen un 17,4%, debido a la menor utilización de centrales térmicas que ha provocado una disminución de la demanda del mercado de generación y ATR de un 30%, y a la caída de los mercados residencial y comercial de un 6,9%. Como contrapartida, las ventas del mercado industrial crecen un 4,5% ante una situación macroeconómica en proceso de recuperación y el mercado del gas natural vehiculado (GNV) se incrementa un 12% por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos demandadas en este período.
- › En Colombia, las ventas de gas y ATR disminuyen respecto al año anterior en un 3,4% motivado principalmente por los clientes industriales (-4,7%) por efecto del volumen atípico de ventas registrado en el mercado secundario durante los tres primeros meses de 2016. En el primer trimestre de 2017 se registró un incremento neto de 24.230 clientes doméstico-comerciales, lo cual representa un aumento del 1,6% frente al año anterior, producido fundamentalmente en el segmento de saturación horizontal.

Los negocios no regulados de Colombia presentan una evolución neta positiva frente a 2016, con un incremento del margen del 27,5% en mercado residencial y pymes, debido fundamentalmente a la evolución positiva de Servigas, compensado parcialmente por una reducción del 13,0% en soluciones energéticas, a pesar de un aumento de los contratos en operación en un 34,7%, debido al menor margen de movilidad.

- › En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento, con unas mayores puestas en servicio del 8% y avances en todos los segmentos en el primer trimestre del año. Las ventas de gas disminuyen un 1,5%, con caídas del 6% en el mercado ATR por menor demanda para centrales térmicas y del 4,5% en doméstico/comercial, destacando por contra el crecimiento del 5,6% en las ventas del mercado industrial asociado a mayores clientes y actividad.

En el escenario de Reforma Energética en curso, en el mes de diciembre 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.

- › En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 23.570 conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (4,2%) e industrial (0,6%) respecto al primer trimestre de 2016. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento industrial (4,3%) y residencial/comercial (3,5%), mientras que las ventas del segmento ATR presentan un decrecimiento de 6,5%, en comparación del mismo período del ejercicio anterior.

La nueva Ley de Gas, promulgada en febrero de 2017, resuelve un vacío legal, reduciendo incertezas para el desarrollo de las inversiones en el segmento, 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 el agresivo plan de expansión que supone incrementar sustancialmente las inversiones en zonas ya consolidadas en las que se pretende una mayor saturación e iniciar la gasificación de nuevas regiones a lo largo de todo el país.

Durante 2017 se focalizarán las actividades en la zona centro y sur, duplicando el número de captaciones, aproximadamente 20.000 nuevos puntos de suministro más respecto a los de un año estándar.

- › En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos en función de la reprogramación del inicio de operación comercial prevista para el segundo semestre del año, dependiendo de la finalización de la construcción del cargadero.

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.

4.2. Distribución electricidad

4.2.1. 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.

4.2.1.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	211	210	0,5
Aprovisionamientos	-1	-	-
Gastos de personal, neto	-32	-22	45,5
Otros gastos/ingresos	-35	-36	-2,8
EBITDA	143	152	-5,9
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-56	-56	-
Provisiones de morosidad	-1	-1	-
Resultado de explotación	86	95	-9,5

La Orden Ministerial de peajes de energía eléctrica para 2017 (ETU/1976/2016) establece que hasta la aprobación de la retribución de las 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 €211 millones, con un crecimiento de 0,5% con respecto al mismo periodo de 2016, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas y considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio.

El EBITDA del primer trimestre de 2017 alcanza los €143 millones lo que supone una caída del 5,9% con respecto al mismo periodo de 2016 debido al incremento en los gastos de personal neto, que crecen en un 45,5%, como consecuencia de la implantación de medidas de eficiencia en el negocio, con impacto positivo en periodos posteriores.

4.2.1.2. Principales magnitudes

	1T17	1T16	%
Ventas - ATR (GWh)	8.195	8.227	-0,4
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	3.707	3.688	0,5
TIEPI (minutos)	57	17	-

Los meses de febrero y marzo de 2017 han tenido en conjunto un carácter cálido, lo que unido al efecto de ser 2016 año bisiesto, justifica en gran medida la ligera caída de la energía suministrada en este primer trimestre. La demanda nacional se situó en marzo de 2017 en 62.982 GWh lo que supone un crecimiento del 0,3% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2017 y registran un incremento neto anual de 5.259 puntos.

Fuerte incremento del TIEPI en este primer trimestre por los temporales acaecidos en la zona de Galicia entre los días 2 y 8 de febrero, donde se registraron vientos de hasta 178 km/h, que llegó a afectar en algunos momentos a cerca de 400.000 clientes. Galicia aporta el 93% del TIEPI total de Gas Natural Fenosa.

A 31 de marzo de 2017 el 86,2% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 82% de la facturación es facturación remota.

4.2.2. Moldavia

El negocio en Moldavia incluye 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.

4.2.2.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	66	69	-4,3
Aprovisionamientos	-49	-52	-5,8
Gastos de personal, neto	-2	-2	-
Otros gastos/ingresos	-3	-2	50,0
EBITDA	12	13	-7,7
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1	-1	-
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	11	12	-8,3

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 y las actuaciones de operación y mantenimiento de acuerdo con el marco regulatorio vigente en el país.

El decremento del EBITDA en el 2017 se debe al ajuste aplicado por el Regulador en el peaje de distribución aprobado el 17 de marzo de 2017 correspondiente al diferencial de las inversiones realizadas vs el mínimo obligatorio conforme la metodología tarifaria en vigor.

4.2.2.2. Principales magnitudes

	1T17	1T16	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	733	705	4,0
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	881	870	1,3

En 2017 continua el plan 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 incremento del 4,0% en el 2017 por aumento del consumo debido a un invierno con temperaturas más bajas en comparación con el mismo período del año anterior.
- › Los puntos de suministro alcanzan los 881.181, lo que supone un crecimiento del 1,3% respecto al mismo período del 2016 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

4.2.3. Latinoamérica

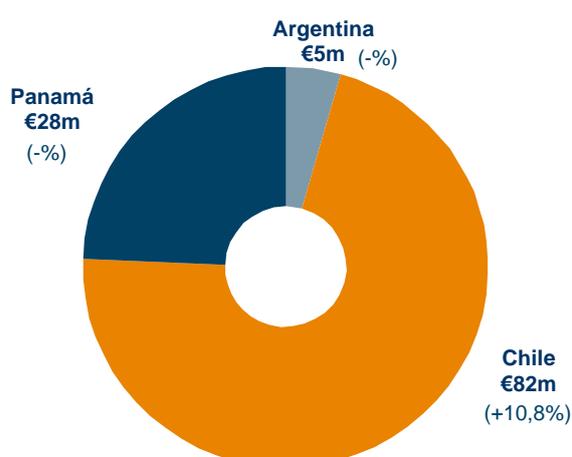
Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile y Panamá y la transmisión de electricidad en Chile.

El año 2016 también recoge la actividad de distribución de electricidad en Colombia.

4.2.3.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	873	1.153	-24,3
Aprovisionamientos	-666	-864	-22,9
Gastos de personal, neto	-34	-48	-29,2
Otros gastos/ingresos	-58	-87	-33,3
EBITDA	115	154	-25,3
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-32	-38	-15,8
Provisiones de morosidad	-5	-27	-81,5
Resultado de explotación	78	89	-12,4

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €115 millones. Sin considerar la aportación de Colombia al EBITDA del primer trimestre de 2016 el EBITDA de la actividad aumentaría un 10,6% debido en gran parte a la apreciación del peso chileno.

Sin el efecto conversión y en términos homogéneos sin considerar Electricaribe el EBITDA aumentaría un 2,9%.

El EBITDA del año 2017 del negocio de Panamá alcanzó los €28 millones, presentando una caída del 3,6% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Esta variación es motivada principalmente como consecuencia de la disminución de la demanda.

El EBITDA de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los €87 millones, registrando un incremento de €4 millones sin considerar efectos asociados al tipo de cambio.

4.2.3.2. Principales magnitudes

	1T17	1T16	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	5.680	8.870	-36,0
Ventas de electricidad	5.302	8.286	-36,0
ATR	378	584	-35,3
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	3.650	6.136	-40,5

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 5.680 GWh, con una disminución del 36,0%, básicamente por la mencionada desconsolidación de Electricaribe (Colombia). Sin dicho efecto las ventas de la actividad aumentan un 1,7%.

En relación a Panamá, se observa un menor volumen de ventas de electricidad (-1,2%) debido a la disminución de la temperatura media y a la alta pluviosidad registrada en los últimos meses, lo cual ha producido una menor utilización de los equipos de aire acondicionados. Asimismo, desde la segunda parte del año anterior se viene manifestando una cierta ralentización de la actividad económica del país, afectando la evolución de la demanda de energía.

Las principales magnitudes físicas por países en el primer trimestre de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	558	3.887	1.235	5.680
Incremento vs. 1T16 (%)	1,6	2,7	-1,2	-36,0
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	223	2.805	622	3.650
Incremento vs. 31/03/2016, en miles	6	74	26	106

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

	1T17	1T16	%
Energía transportada (GWh)	3.875	3.929	-1,4
Red de transporte (km, a 31/03)	3.528	3.528	-

La energía transportada en Chile registra una disminución de 1,4% respecto al mismo período del año anterior, principalmente por una menor actividad durante el primer trimestre del ejercicio. La red de transporte alcanzó los 3.528 kms, sin presentar variación respecto a la misma fecha de 2016.

4.3. Gas

4.3.1. Infraestructuras

Incluye la operación del gasoducto del Magreb-Europa y la exploración, producción, almacenamiento y regasificación de gas.

4.3.1.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	86	80	7,5
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	-1	-1	-
Otros gastos/ingresos	-4	-4	-
EBITDA	81	75	8,0
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-13	-12	8,3
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	68	63	7,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer trimestre de 2017 alcanza los €86 millones, con un aumento del 7,5%.

El EBITDA se eleva hasta los €81 millones, un 8,0% mayor que el del año anterior debido principalmente al incremento del 3% de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa y al efecto positivo del tipo de cambio del USD.

4.3.1.2. Principales magnitudes

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

	1T17	1T16	%
Transporte de gas - EMPL (GWh)	28.713	24.163	18,8
Portugal-Marruecos	10.373	9.482	9,4
España (Gas Natural Fenosa)	18.340	14.681	24,9

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 28.713 GWh, un 18,8% superior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 18.340 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 10.373 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 primer trimestre de 2017 ascienden a 2.331 GWh.

Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. En diciembre de 2016 se concluyeron distintos trabajos (sustitución de un gasoducto y pre-pozos) de uno de los proyectos para incrementar dicha capacidad y 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. Está previsto continuar con la ejecución de este proyecto durante la segunda mitad de 2017. Existen otros cuatro proyectos que se encuentran en distintas fases de tramitación.

4.3.2. 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 e Italia y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) en España.

4.3.2.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	3.078	2.537	21,3
Aprovisionamientos	-2.842	-2.313	22,9
Gastos de personal, neto	-20	-19	5,3
Otros gastos/ingresos	-65	-54	20,4
EBITDA	151	151	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-19	-14	35,7
Provisiones de morosidad	-12	-12	-
Resultado de explotación	120	125	-4,0

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €3.078 millones y aumenta un 21,3% respecto al mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €151 millones igual al del mismo período del año anterior.

4.3.2.2. Principales magnitudes

Comercialización mayorista

Las principales magnitudes en la actividad de comercialización de gas mayorista son las siguientes:

	1T17	1T16	%
Suministro de gas (GWh)	84.367	76.025	11,0
España	40.436	37.486	7,9
Comercialización Gas Natural Fenosa	29.881	27.591	8,3
Aprovisionamiento a terceros	10.555	9.895	6,7
Internacional	43.931	38.539	14,0
Resto Europa	20.441	20.395	0,2
GNL Internacional	23.490	18.144	29,5
Capacidad flota transporte marítimo (m ³)	1.095.532	1.031.344	6,2

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 84.367 GWh y aumenta un 11,0%, fundamentalmente por el aporte del negocio internacional (+14,0%).

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 40.436 GWh, un 7,9% superior al año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas en el negocio internacional alcanza los 43.931 GWh en el primer trimestre de 2017 con un incremento del 14,0% con respecto al mismo período de 2016, destacando el impulso de la comercialización de GNL internacional.

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 las acciones propuestas por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) para proporcionar equilibrio en el balance de gas, siendo Gas Natural Comercializadora

una de las pocas empresas con participación activa en dicho mercado. Destacar adicionalmente en el mes de enero 2017 el inicio en operación de la figura “market maker voluntario” que dota al mercado de mayor liquidez y profundidad.

En el primer trimestre de 2017, Gas Natural Fenosa ha participado en la contratación de capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo de abril 2017 a marzo de 2018. Gas Natural Fenosa se ha adjudicado 10,3 TWh de capacidad, que supone una cuota del 46,2% de la capacidad total contratada en asignación directa.

Gas Natural Europe mantiene una posición consolidada como comercializador 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 2017 alcanzan los 9,9 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 5,1 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Italia e Irlanda donde ha vendido un volumen de 3,3 TWh y 0,4 TWh respectivamente durante el primer trimestre de 2017.

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 con un volumen de ventas en el primer trimestre de 2017 de 1,7 TWh. 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 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.

Comercialización minorista

En cuanto a la actividad de comercialización minorista las principales magnitudes son las siguientes:

	1T17	1T16	%
Contratos minoristas (España) (miles, a 31/03)	11.711	11.691	0,2
Contratos de energía	8.846	8.867	-0,2
Contratos de servicios energéticos	2.865	2.824	1,5
Contratos por cliente (España)	1,52	1,51	0,7
Comercialización minorista (GWh)	14.140	13.902	1,7
España	12.489	12.315	1,4
Italia	1.651	1.587	4,0

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 12,3 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 578 miles son en Italia.

En el mercado minorista en Italia, Gas Natural Fenosa tiene una cartera de 434.431 contratos de comercialización de gas y 51.569 contratos de comercialización de electricidad, siendo 26 mil de ellos clientes duales. Así mismo, 91.498 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 443 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.

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 2,8 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 112 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.

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 26.000 contratos.

Gas Natural Fenosa continua apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario, al cierre del primer trimestre del ejercicio 2017 dispone de un total de 48 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 27 estaciones son de acceso público, mientras que 21 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 Gas⁴ (integrada por el método de la participación) en el primer trimestre de 2017 ha alcanzado un volumen de 11.445 GWh frente a 8.747 GWh registrados el primer trimestre del año anterior. Adicionalmente, en el primer trimestre de 2017, se ha gestionado un volumen de gas de 8.603 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 5.791 GWh en 2016.

⁴ Magnitudes al 100%

4.4. Electricidad

4.4.1. España

Fundamentalmente 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).

4.4.1.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.352	1.337	1,1
Aprovisionamientos	-1.029	-950	8,3
Gastos de personal, neto	-34	-34	-
Otros gastos/ingresos	-163	-148	10,1
EBITDA	126	205	-38,5
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-112	-130	-13,8
Provisiones de morosidad	-7	-11	-36,4
Resultado de explotación	7	64	-89,1

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €1.352 millones, con un aumento del 1,1% respecto al año anterior y el EBITDA se eleva a €126 millones un 38,5% inferior al del mismo período del año anterior.

La evolución del EBITDA se ha visto condicionada por factores climatológicos, con una contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 75,4%, pasándose en términos de características hidrológicas de un año 2016 húmedo a un año 2017 muy seco. También se ha visto afectada por el incremento de tributos por los altos precios del mercado.

Las Amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a €112 millones con una disminución de €18 millones (-13,8%) respecto al mismo período 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 este trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el primer trimestre del año los 63.900 GWh, un 0,1% superior a la del mismo trimestre de 2016 (un 1,1% sin tener en cuenta el efecto bisiesto), continuando, aunque en menor medida, la tendencia de crecimiento positivo de los tres últimos trimestres.

El trimestre se ha comportado de forma desigual, con fuerte crecimiento en enero, +7,2% y descensos del -4,6% (-1,6% corregido del efecto bisiesto) y -2,4% en febrero y marzo respectivamente.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 18 de enero con 41.015 MW, cifra muy superior a los 38.239 MW de máxima potencia correspondiente al mismo trimestre del año anterior (17 de febrero de 2016), pero todavía lejos del máximo histórico de diciembre de 2007, 44.876 MW.

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene importador (1.456 GWh) en el primer trimestre del año, frente a los 1.983 GWh importados en el mismo trimestre del año anterior. El comportamiento del trimestre ha sido dispar, con un mes de enero exportador en 532 GWh, afectado por las incidencias en las centrales nucleares francesas y la fuerte ola de frío registrada en Europa, y febrero y marzo importadores en 528 y 1.459 GWh (el saldo mensual importador más alto de la historia) respectivamente.

El consumo de bombeo alcanzó en este trimestre los 1.225 GWh, un 33,7% menos que en el mismo trimestre de 2016, en el que se bombearon 2.203 GWh, consecuencia de los altos precios del mercado en la primera parte del trimestre.

La generación neta nacional, con 64.011 GWh producidos, presenta una disminución del 0,5% en el primer trimestre del año.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable ha disminuido un 24,8% y en su conjunto ha cubierto el 38,8% de la demanda en el primer trimestre del año, 12,5 puntos menos que en el mismo trimestre de 2016.

La generación eólica ha disminuido en el trimestre un 15,5% respecto al mismo período del año anterior, con disminuciones todos los meses del trimestre. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 22,6% en el trimestre, 4,0 puntos menos que la del mismo trimestre del pasado año.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre una disminución del 34,4%, con disminuciones en la generación hidráulica convencional -43,6% ligeramente compensada con un aumento en la solar fotovoltaica del 5,1%.

La energía hidroeléctrica producible registrada en el primer trimestre del año califica éste como medio, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 74%. Es decir, estadísticamente 74 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual. Sin embargo, el comportamiento del trimestre ha sido desigual, con un mes de enero extremadamente seco, 99% de PSS y un mes de febrero húmedo, 39% de PSS.

La generación no renovable ha presentado un aumento en el trimestre del 25,1% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con aumentos en todas las tecnologías. El hueco térmico ha aumentado en este trimestre un 51,2%, con una cobertura superior en ocho puntos y medio a la del mismo trimestre de 2016 (25,1% vs 16,6%).

La generación nuclear y la generación con carbón han aumentado un 11,2% y un 69,8% en el trimestre respectivamente. En lo que va de año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 46% frente al 53% de utilización del resto del carbón.

En el primer trimestre de 2017 los ciclos combinados aumentan su producción un 25,6% respecto al mismo período de 2016. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del trimestre ha sido del 9%, 1,9 puntos por encima de la del mismo trimestre de 2016.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 13,6% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2016.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 57,89 €/MWh, 26,85 €/MWh por encima de los 31,24 €/MWh del mismo trimestre de 2016 y prácticamente similar a los 57,85 €/MWh del trimestre anterior. Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 21,44 €/MWh del 12 de marzo y los 93,22 €/MWh del 25 de enero. Los precios mensuales han pasado de 73,69 €/MWh en enero a 53,00 €/MWh en febrero, para caer hasta los 43,82 €/MWh en marzo.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 49,33 \$/bbl de promedio en el cuarto trimestre de 2016 hasta 53,71 \$/bbl (+8,9%) en el primer trimestre de este año, con febrero como el mes de mayor precio del trimestre, con 55,11 \$/bbl, valor mensual que no se daba desde el verano de 2015. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha disminuido 4,15 \$/t de en el trimestre, pasando de 85,69 \$/t de media del cuarto trimestre de 2016 a 81,55 \$/t en el primer trimestre, con una fuerte disminución en el mes de marzo, casi 10\$/t menos que en febrero. Con todo el precio medio de este trimestre de 2017 es un 80% superior al de hace un año. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado en 5,17 €/t, inferior en un 6,2% a los 5,52 €/t de media del pasado trimestre.

4.4.1.2. Principales magnitudes

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

Capacidad de generación eléctrica

	31/03/2017	31/03/2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	12.716	12.769	-0,4
Generación	11.569	11.624	-0,5
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.065	-2,7
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Renovable y cogeneración	1.147	1.145	0,2
Eólica	979	977	0,2
Minihidráulicas	110	110	-
Cogeneración y otras	58	58	-

El pasado 17 de mayo de 2016 el Operador de Mercado ha dado definitivamente de baja el Grupo 1 de la central térmica de Narcea, sin impactos en la cuenta de resultados dado que la central se encontraba totalmente amortizada.

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad

	1T17	1T16	%
Energía eléctrica producida (GWh)	7.275	7.082	2,7
Generación	6.544	6.202	5,5
Hidráulica	465	1.893	-75,4
Nuclear	1.225	1.092	12,2
Carbón	1.669	522	-
Ciclos combinados	3.185	2.695	18,2
Renovable y cogeneración	731	880	-16,9
Eólica	590	694	-15,0
Minihidráulicas	122	174	-29,9
Cogeneración y otras	19	12	58,3
Ventas de electricidad (GWh)	9.024	8.996	0,3
Mercado liberalizado	7.471	7.494	-0,3
PVPC/Regulado	1.553	1.502	3,4
Cuota mercado generación	17,2	17,0	0,2 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 7.275 GWh durante el primer trimestre de 2017, cifra superior en un 2,7% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 6.544 GWh corresponden a generación tradicional, con un 5,5% de aumento respecto al mismo período del año anterior.

La producción hidráulica convencional, con 465 GWh en el trimestre, es un 75,4% inferior a la del mismo trimestre de 2016.

El primer trimestre de 2017 muestra una característica hidrológica de año muy seco, con un PSS del 95%, es decir, estadísticamente hablando, 95 años de cada 100 años serían más húmedos que este.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 38% de llenado, once puntos por debajo del nivel de reservas de la misma fecha de 2016 y cuatro puntos por encima del valor de comienzos de año.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 12,2% en el primer trimestre respecto a 2016, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 1.669 GWh frente a los 522 GWh del mismo trimestre del pasado año, con una utilización del 38% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el primer trimestre de 2017 ha alcanzado la cifra de 3.185 GWh, un 18,2% superior a la del mismo período de 2016. La utilización de esta tecnología ha sido del 21%, diez puntos más que el conjunto del sector.

En el primer trimestre de 2017 las emisiones⁵ 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 2,7 millones de toneladas de CO₂ (+1,2 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Este aumento significativo ha sido debido principalmente a un mayor funcionamiento de las centrales térmicas de carbón.

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período post Kioto (2013-2020), adquiriendo los derechos necesarios a través de su participación activa en el mercado secundario.

Finalmente respecto de la generación tradicional la cuota de mercado acumulada a 31 de marzo de 2017 de Gas Natural Fenosa es del 17,2%, superior en 0,2 puntos a la de la misma fecha de 2016.

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del primer trimestre de 2017 han alcanzado la cifra de 9.024 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con un aumento del 0,3% respecto al mismo trimestre de 2016. 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.

Respecto de la generación renovable y la cogeneración destacar en 2017 que Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) ha iniciado ya la construcción de 7 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 instalada de estos 7 parques en construcción es de 27 MW. Este cupo contará con un régimen retributivo especial y el objetivo es ponerlos en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018. En paralelo sigue trabajando en el proceso de obtención de las autorizaciones necesarias para poder iniciar la construcción de los 6 restantes en el segundo semestre de 2017.

La producción de generación renovable y cogeneración del primer trimestre de 2017 ha sido inferior a la alcanzada en el mismo período del año 2016 (731 GWh frente a 880 GWh). Esta disminución se debe fundamentalmente a una menor eolicidad que provoca en la tecnología eólica una menor producción de 104 GWh y a un menor recurso hidráulico que a supuesto una reducción de la producción de 52 GWh. En la tecnología de cogeneración, el mayor precio de mercado ha posibilitado un incremento de las horas de funcionamiento de las dos plantas en operación, con una mayor producción sobre el trimestre anterior de 7 GWh.

GNF Renovables a 31 de marzo 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 en situación de liquidación (43 MW); se continúa a la espera de la publicación de los nuevos parámetros retributivos para esta tecnología a fin de determinar la posible re-activación parcial o total de esta potencia actualmente inoperativa.

⁵ Gases de efecto invernadero

4.4.2. Global Power Generation (GPG)

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 la sociedad del grupo O&M Energy.

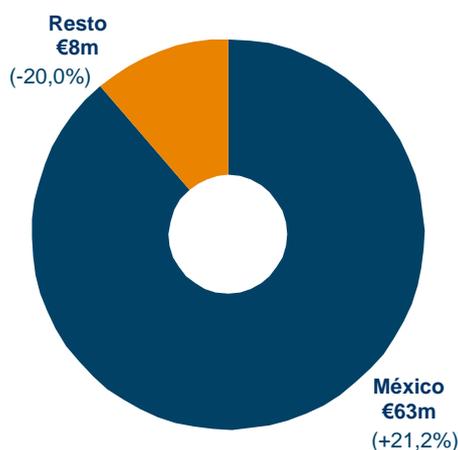
4.4.2.1. Resultados

(€ millones)	1T17	1T16	%
Importe neto de la cifra de negocios	228	175	30,3
Aprovisionamientos	-125	-80	56,3
Gastos de personal, neto	-10	-10	-
Otros gastos/ingresos	-22	-23	-4,3
EBITDA	71	62	14,5
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-31	-32	-3,1
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	40	30	33,3

El EBITDA de GPG correspondiente al primer trimestre de 2017 alcanza los €71 millones, con un aumento del 14,5% frente al año anterior debido, fundamentalmente, a un mayor EBITDA en México y a menores gastos corporativos.

Las Amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a €31 millones con una disminución del 3,1% respecto al mismo período 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 este trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector.

EBITDA por países



En México, el EBITDA aumenta un 21,2% debido a un mayor margen de contribución derivado, fundamentalmente, de un mayor margen excedente, mejor disponibilidad, mejor rendimiento y un comportamiento favorable de los índices de referencia de los contratos. Así mismo, Bii Hioxo mejora sus resultados 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 29,1% por el efecto en margen de una menor producción y menores precios en el mercado spot tras la finalización del PPA⁶ con las compañías distribuidoras.

El EBITDA de Panamá aumenta un 26,7% debido a la mayor hidraulicidad en las zonas donde están ubicadas las centrales.

En Kenia el EBITDA disminuye un 7,1% respecto al año anterior debido a al ingreso extraordinario del seguro registrado en 2016. Este efecto es compensado en parte por la mayor producción como consecuencia de un mayor despacho de las plantas.

⁶ PPA: Power Purchase Agreement

4.4.2.2. Principales magnitudes

Capacidad de generación eléctrica

	31/03/2017	31/03/2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.702	2.702	-
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

Energía eléctrica producida

	1T17	1T16	%
Energía eléctrica producida (GWh)	4.286	4.240	1,1
México (CC)	3.691	3.621	1,9
México (eólico)	223	261	-14,6
Costa Rica (hidráulica)	79	67	17,9
Panamá (hidráulica)	18	13	38,5
República Dominicana (fuel)	212	244	-13,1
Kenia (fuel)	63	34	85,3

Factor de disponibilidad (%)

	1T17	1T16	var p.p.
México (CC)	91,3	87,2	4,1
Costa Rica (hidráulica)	99,9	91,2	8,7
Panamá (hidráulica y fuel)	96,4	92,9	3,5
República Dominicana (fuel)	93,0	92,1	0,9
Kenia (fuel)	97,7	96,2	1,5

La producción de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del diferente calendario de paradas así como por la mayor venta excedente de Tuxpan que inició la venta de excedentes a partir del mes de febrero de 2017. Estos efectos se compensan por la menor producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo por menores vientos. 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 una mayor hidraulicidad. Tal y como se menciona en el apartado 2.2.3 las concesiones de Costa Rica se contabilizan como arrendamiento financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

La mayor producción en Panamá es consecuencia de la mayor hidraulicidad debido a que el primer trimestre de 2016 fue especialmente seco en las zonas donde están ubicadas las centrales. La mayor disponibilidad respecto al año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en la central de La Yeguada durante 2016.

La generación en República Dominicana disminuyó respecto al año anterior debido a la mayor generación hidráulica así como a la mayor salida del sistema de centrales más eficientes durante 2016.

La producción con fuel en Kenia es superior a la registrada el año anterior como consecuencia del mayor despacho debido a la salida del sistema de plantas más eficientes.

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 €15 millones y aumenta respecto al mismo período del año anterior (€7 millones) como consecuencia del mayor ingreso de capacidad. La producción del primer trimestre de 2017 alcanza los 841 GWh (al 100%) en línea con la del mismo período del año anterior (842 GWh).

Hechos relevantes

Se resumen a continuación los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) desde el 1 de enero de 2017 hasta la fecha:

- › Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 11 de enero de 2017, número de registro 246991).
- › Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados de resultados 2016 (comunicado el 20 de enero de 2017, número de registro 247308).
- › Gas Natural Fenosa remite informe de resultados correspondientes al año 2016 (comunicado el 8 de febrero de 2017, número de registro 247971).
- › Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al año 2016 (comunicado el 8 de febrero de 2017, número de registro 247975).
- › Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248047).
- › Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual sobre remuneraciones de los consejeros del ejercicio 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248048).
- › Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248051).
- › El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa ha acordado convocar Junta General de Accionistas (comunicado el 8 de marzo de 2017, número de registro 249300).
- › Gas Natural Fenosa remite nota de prensa sobre la medida adoptada por la autoridad colombiana respecto a Electricaribe (comunicado el 14 de marzo de 2017, número de registro 249527).
- › Gas Natural Fenosa remite convocatoria de la Junta General Ordinaria de Accionistas para el día 20 de abril de 2017 (comunicado el 15 de marzo de 2017, número de registro 249538).
- › Gas Natural Fenosa remite información sobre la oferta de recompra de obligaciones (comunicado el 28 de marzo de 2017, número de registro 250049).
- › Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 28 de marzo de 2017, número de registro 250066).
- › Gas Natural Fenosa comunica que modifica la fecha de publicación de resultados del primer trimestre de 2017 al 12 de mayo de 2017 (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250334).
- › Gas Natural Fenosa remite resultados indicativos de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250340).
- › Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados finales de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y garantizadas por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250360).
- › Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 11 de abril de 2017, número de registro 250658).

- Gas Natural Fenosa remite copia de la presentación utilizada en la rueda de prensa previa a la Junta General de Accionistas (comunicado el 20 de abril de 2017, número de registro 250894).
- Gas Natural Fenosa comunica que la Junta General Ordinaria de Accionistas ha aprobado todas las propuestas sometidas por el Consejo de Administración que conformaban el Orden del Día (comunicado el 20 de abril de 2017, número de registro 250917).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la presentación de los resultados del primer trimestre de 2017 (comunicado el 27 de abril de 2017, número de registro 251215).

Anexos. Tablas de resultados

- › GAS NATURAL FENOSA: CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA
- › GAS NATURAL FENOSA: INFORMACIÓN ECONÓMICA POR ACTIVIDADES
- › GAS NATURAL FENOSA: BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO
- › GAS NATURAL FENOSA: ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Cuenta de resultados consolidada

(€ millones)	1T17	1T16
Importe neto de la cifra de negocios	6.450	5.954
Aprovisionamientos	-4.654	-4.059
Margen bruto	1.796	1.895
Otros ingresos de explotación	65	58
Gastos de personal	-252	-249
Tributos	-126	-124
Otros gastos de explotación	-379	-364
EBITDA	1.104	1.216
Otros resultados	-	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-423	-435
Dotación a provisiones	-30	-57
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	651	724
Resultado financiero	-173	-199
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	-	-9
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	478	516
Impuesto sobre beneficios	-112	-121
Resultado operaciones interrumpidas	-	5
Participaciones no dominantes	-68	-71
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	298	329

Información económica por actividades

EBITDA

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
DISTRIBUCIÓN GAS	412				
España	225				
Italia	14				
Latinoamérica	173				
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	270				
España	143				
Moldavia	12				
Latinoamérica	115				
GAS	232				
Infraestructuras	81				
Comercialización	151				
ELECTRICIDAD	197				
España	126				
Global Power Generation	71				
RESTO	-7				
TOTAL EBITDA	1.104				

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	388	442	440	460	1.730
España	215	209	229	236	889
Italia	14	15	15	18	62
Latinoamérica	159	218	196	206	779
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	319	349	343	323	1.334
España	152	151	154	146	603
Moldavia	13	12	10	7	42
Latinoamérica	154	186	179	170	689
GAS	226	197	196	226	845
Infraestructuras	75	71	75	77	298
Comercialización	151	126	121	149	547
ELECTRICIDAD	267	233	243	229	972
España	205	171	177	162	715
Global Power Generation	62	62	66	67	257
RESTO	16	20	-39	92	89
TOTAL EBITDA	1.216	1.241	1.183	1.330	4.970

Inversiones materiales e intangibles

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
DISTRIBUCIÓN GAS	114				
España	42				
Italia	4				
Latinoamérica	68				
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	129				
España	42				
Moldavia	1				
Latinoamérica	86				
GAS	9				
Infraestructuras	2				
Comercialización	7				
ELECTRICIDAD	62				
España	23				
Global Power Generation	39				
RESTO	6				
TOTAL	320				

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	119	138	216	555	1.028
España	66	66	132	429	693
Italia	5	8	7	11	31
Latinoamérica	48	64	77	115	304
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	106	146	163	251	666
España	45	61	61	98	265
Moldavia	-	2	3	8	13
Latinoamérica	61	83	99	145	388
GAS	7	7	216	244	474
Infraestructuras	1	1	4	7	13
Comercialización	6	6	212	237	461
ELECTRICIDAD	30	46	39	78	193
España	17	22	23	43	105
Global Power Generation	13	24	16	35	88
RESTO	4	26	31	95	156
TOTAL	266	363	665	1.223	2.517

Balance de situación consolidado

(€ millones)	31/03/17	31/03/16
Activo no corriente	38.804	38.060
Inmovilizado intangible	10.911	10.488
Inmovilizado material	23.552	23.430
Inversiones método participación	1.547	1.683
Activos financieros no corrientes	1.866	1.306
Activos por impuesto diferido	928	1.153
Activo corriente	9.104	9.328
Activos no corrientes mantenidos para la venta	-	945
Existencias	743	654
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.371	5.325
Otros activos financieros corrientes	337	342
Efectivo y medios líquidos equivalentes	2.653	2.062
TOTAL ACTIVO	47.908	47.388

(€ millones)	31/03/17	31/03/16
Patrimonio neto	19.328	18.671
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	15.511	14.542
Participaciones no dominantes	3.817	4.129
Pasivo no corriente	20.277	20.599
Ingresos diferidos	840	841
Provisiones no corrientes	1.250	1.434
Pasivos financieros no corrientes	14.362	14.774
Pasivos por impuesto diferido	2.518	2.627
Otros pasivos no corrientes	1.307	923
Pasivo corriente	8.303	8.118
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	-	590
Provisiones corrientes	174	201
Pasivos financieros corrientes	3.853	3.278
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.876	3.680
Otros pasivos corrientes	400	369
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	47.908	47.388

Estado de flujos de efectivo consolidado

(€ millones)	1T17	1T16
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	561	666
Resultado antes de impuestos	478	516
Ajustes del resultado	589	619
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-272	-298
Cash flow operativo	795	837
Cambios en el capital corriente	-234	-171
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-626	-525
Pagos por inversiones	-639	-567
Cobros por desinversiones	2	31
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	11	11
Flujos de efectivo por actividades de financiación	669	-422
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-1	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	721	13
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	-26	-410
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-25	-25
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-18	-47
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	586	-328
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	2.067	2.390
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	2.653	2.062

Glosario de términos

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. A continuación se incluye un Glosario de términos con la definición de las MAR utilizadas.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición
EBITDA	Resultado de explotación + Amortizaciones + Dotación a provisiones – Otros resultados
Capitalización bursátil	Número de acciones al cierre del período por cotización al cierre del período
Beneficio por acción	Resultado neto del periodo / Número de acciones al cierre del período
Deuda financiera bruta	Pasivos financieros no corrientes + Pasivos financieros corrientes
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta – Efectivos y otros activos líquidos equivalentes – Activos financieros derivados
Endeudamiento	Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto)
Coste deuda financiera neta	Coste de la deuda financiera - Intereses
PER	Cotización al cierre del período / Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres
EV	Valor empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta
Inversiones netas	Inversiones materiales, intangibles y financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/pagos de actividades de inversión
CFO	Flujos de efectivo de las actividades de explotación antes de cambios en el capital corriente
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – Gastos de personal activados
Otros gastos/ingresos	Otros ingresos de explotación, Otros gastos de explotación e Imputación de subvenciones de inmovilizado y otros

Relaciones con Inversores
Pl. del Gas, 1
08003 Barcelona
ESPAÑA

Teléfono 34 934 025 897
 34 912 107 815
Fax 34 934 025 896

e-mail:
relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web:
www.gasnaturalfenosa.com