

**INFORMACIÓN TRIMESTRAL
(DECLARACIÓN INTERMEDIA O INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL):**

TRIMESTRE : **Primero**

AÑO : **2017**

FECHA DE CIERRE DEL PERIODO : **31/03/2017**

I. DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

Denominación Social:	GAS NATURAL SDG, S.A.	
Domicilio Social:	PLAZA DEL GAS, 1	C.I.F.:
		A-08015497

II. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA A LA INFORMACIÓN REGULADA PREVIAMENTE PUBLICADA

Explicación de las principales modificaciones respecto a la información periódica previamente publicada: (sólo se cumplimentará en el caso de producirse modificaciones)

III. DECLARACIÓN INTERMEDIA

Contiene



Información adicional
en fichero adjunto

(1) Si la sociedad opta por publicar un informe financiero trimestral que contenga toda la información que se requiere en el apartado D) de las a a a a instrucciones de este modelo, no necesitará adicionalmente publicar la declaración intermedia de gestión correspondiente al mismo período, cuya información mínima se establece en el apartado C) de las instrucciones.

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-EMPL³ (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

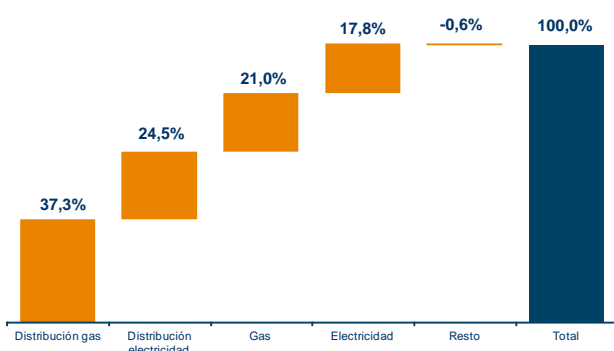
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de marzo de 2017 asciende a €6.450 millones y registra un aumento del 8,3% respecto al año anterior, debido, básicamente, al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del mismo período del año anterior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

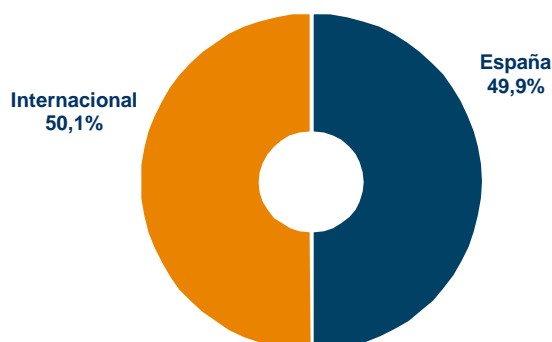
El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta un 3,6% y representa un 50,1% del total consolidado frente a un 43,9% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España disminuye un 19,2% y disminuye su peso relativo en el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

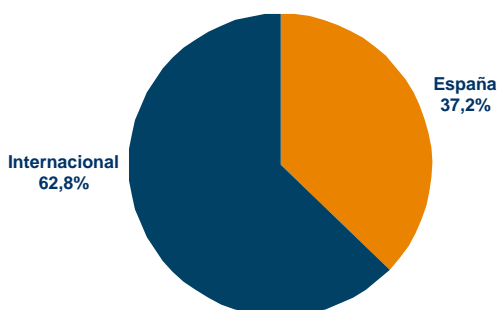
La distribución de gas representa el 35,6% del total consolidado y disminuye un 4,2% respecto al mismo periodo del año anterior. La distribución de gas en Latinoamérica representa un 21,3% del total consolidado e incrementa un 41,7% respecto al mismo periodo del año anterior con incrementos de inversión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



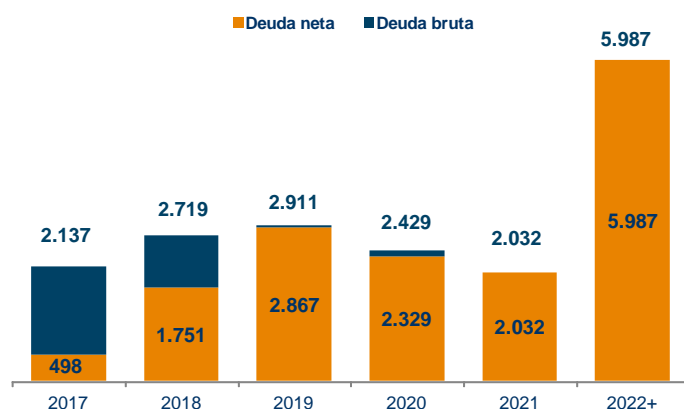
3.2. Deuda y gestión financiera

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)



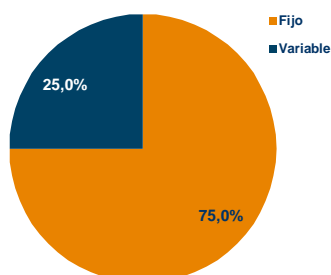
En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 85,4% tiene vencimiento igual o posterior al año 2019. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,5 años.

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

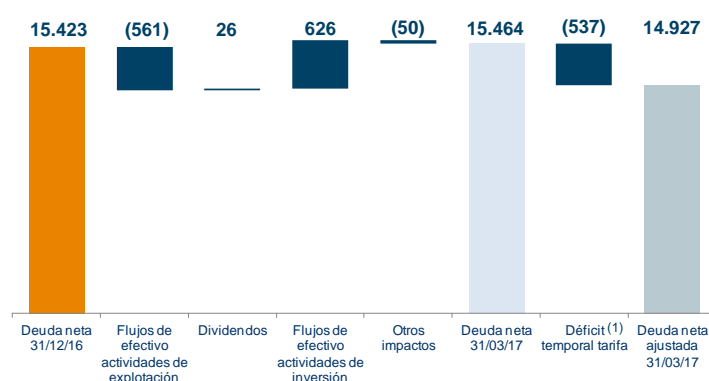
3.2.4. Calificación crediticia

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

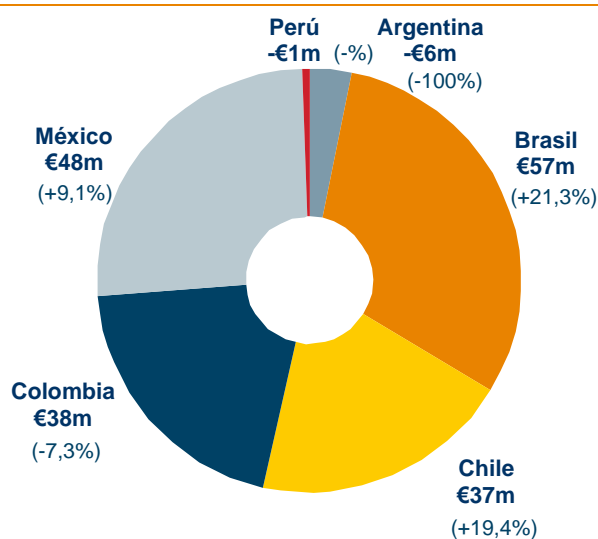
Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de comercialización de gas.

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

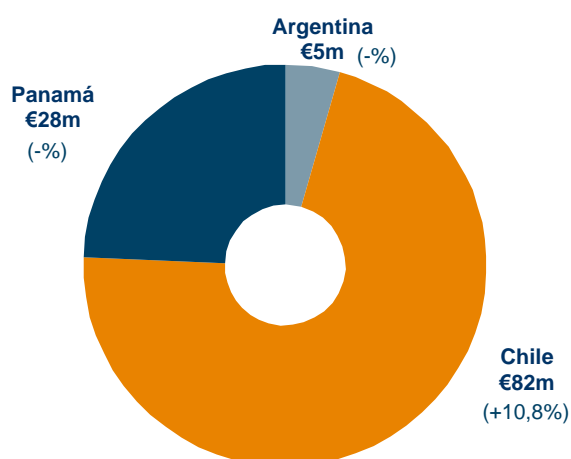
Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile y Panamá y la transmisión de electricidad en Chile.

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 bisiestro), 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 bisiestro) 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.

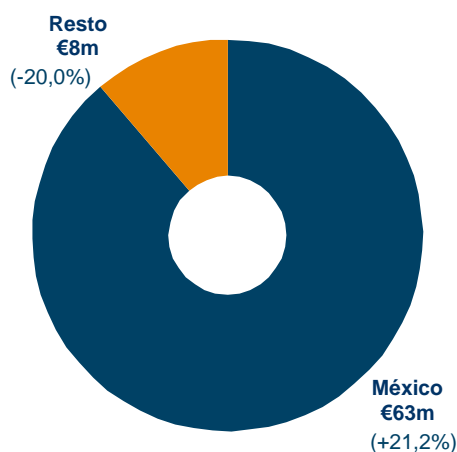
4.4.2.1. Resultados

(€ 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

First quarter results 2017

12 May 2017

Disclaimer

This document is the property of Gas Natural SDG, S.A. (Gas Natural Fenosa) and has been drawn up purely for information purposes.

This document is furnished to its recipients solely for information purposes and, consequently, such recipients should undertake their own analysis of the business, financial position and prospects of Gas Natural Fenosa. The information contained herein should not take the place of independent judgement about Gas Natural Fenosa, its subsidiaries and their business and/or financial position.

The information and projections contained herein have not been verified by any independent entity and, consequently, no assurance can be given as to their accuracy or completeness. Consequently, recipients of this document are invited to consult the public documentation disclosed by Gas Natural Fenosa to the Spanish National Securities Market Commission (CNMV). All the projections and other statements contained in this document that do not refer to historical facts, including those referring to the financial situation, business strategy, management plans or the goals of future transactions of Gas Natural Fenosa (including its subsidiaries and investees) are mere forecasts. Such forward-looking statements entail risks, both known and unknown, uncertainties and other factors that may result in the actual results, actions or achievements of Gas Natural Fenosa, or the industry's results, differing significantly from those expressed. Such forward-looking statements are based on assumptions about the present and future business strategies of Gas Natural Fenosa and the environment in which Gas Natural Fenosa expects to operate in the future, which may not materialise. All the forward-looking statements and other statements contained herein refer solely to the situation existing at the time this document was produced. Gas Natural Fenosa, its subsidiaries, advisors and representatives, and their respective directors, executives, employees and agents shall not be subject to any liability whatsoever for any damage arising from the use of this document or its content or otherwise connected with it in any way.

The distribution of this document may be restricted in certain jurisdictions; consequently, the recipients of this document and any persons who ultimately obtain a copy of same should be aware of, and comply with, such restrictions. By reading this document, you agree to be bound by the foregoing limitations.

Neither this document, nor any part of it, constitutes an offer of any type and no reliance should be placed on it for any contract or agreement.

Contents

Highlights of the period	03	>	03
1. Main aggregates	04	>	06
2. Analysis of consolidated results	07	>	10
3. Balance sheet and cash flow	11	>	14
4. Analysis of results by activity	15	>	33
4.1. Gas distribution	15	>	19
4.2. Electricity distribution	20	>	23
4.3. Gas	24	>	27
4.4. Electricity	28	>	33
Regulatory disclosures	34	>	35
Annexes. Financial statements	36	>	41
Consolidated income statement	37	>	37
Breakdown by business area	38	>	39
Consolidated balance sheet	40	>	40
Consolidated cash flow statement	41	>	41
Glossary of terms	42	>	42

Highlights of the period

Net profit amounted to €298 million in the first quarter of 2017.

- Net profit amounted to €298 million in the first quarter of 2017, 9.4% less than in the same period of 2016. For comparison purposes, it is necessary to consider that Electricaribe's results are not consolidated in the first quarter of 2017; in like-for-like terms, the reduction would be 8.3%.
- EBITDA amounted to €1,104 million in the first quarter of 2017, 9.2% less than in the same period of 2016 (5.3% in like-for-like terms without considering Electricaribe's results). This decrease is concentrated in the Electricity business whose evolution has been conditioned by weather factors, with a contraction of Gas Natural Fenosa's hydroelectric production of 75.4%.
- On 11 January 2017, €1,000 million of 10-year notes with an annual coupon of 1.375% were issued in the euromarket under the EMTN programme.
- On 14 March 2017, Colombia's Superintendent of Public Utilities announced the decision to liquidate the company Electricaribe. Subsequently, on 22 March 2017, Gas Natural Fenosa presented the pertinent documentation to initiate arbitration proceedings before the United Nations Commission on International Trade Law (UNCITRAL) in order to recover the company with a viable regulatory framework or, barring that, obtain compensation based on the fair value of the company, estimated at over €1,000 million.
- On 11 April 2017, €1,000 million of 7-year notes with an annual coupon of 1.125% were issued in the euromarket under the EMTN programme; they were paid for in April 2017. In parallel, Gas Natural Fenosa tendered for its notes maturing between 2018 and 2021, with the result that the new bonds were swapped for the redeemed bonds.
- As of 31 March 2017, the indebtedness ratio was 44.4%, i.e. below the 2016 ratio of 45.9%, while the net financial debt/EBITDA ratio was 3.2 in line with 2016.
- On 20 April 2017, the Shareholders' Meeting approved the distribution of income, consisting of allocating €1,001 million out of 2016 income to dividends, the same amount as in the preceding year, representing a 74.3% payout. That is a dividend of €1 per share, of which €0.330 per share was paid as an interim dividend in cash on 27 September 2016 and the remaining €0.670 per share will be paid also in cash in June 2017.

1. Main aggregates

1.1. Main financial aggregates

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	6,450	5,954	8.3
EBITDA	1,104	1,216	-9.2
Operating income	651	724	-10.1
Net income	298	329	-9.4
Cash flow from operations (CFO)	795	837	-5.0
Average number of shares (million)	1,001	1,001	-
Share price at 31/03 (€)	20.54	17.77	15.6
Market capitalisation at 31/03	20,554	17,782	15.6
Net profit per share (€)	0.30	0.33	-9.4
Investments, net	321	257	24.9
Net equity	19,328	18,671	3.5
Attributable net equity	15,511	14,542	6.7
Net interest-bearing debt (at 31/03)	15,464	15,817	-2.2

1.2. Ratios

		1Q17	1Q16
Leverage	%	44.4	45.9
EBITDA/ Financial result	times	6.8	6.5
Net interest-bearing debt /EBITDA	times	3.2	3.1
P/E	times	15.6	12.5
EV/EBITDA	times	7.4	6.5

Note: Share performance and balance sheet at 31 March.

1.3. Key operating figures

Distribution

	1Q17	1Q16	%
Gas distribution (GWh)	120,815	120,988	-0.1
Europe	58,546	54,546	7.3
TPA ¹	58,546	54,546	7.3
Latin America	62,269	66,442	-6.3
Gas sales	35,047	36,498	-4.0
TPA	27,222	29,944	-9.1
Electricity distribution (GWh)	14,608	17,802	-17.9
Europe	8,928	8,932	-0.0
Electricity sales	733	705	4.0
TPA	8,195	8,227	-0.4
Latin America (*)	5,680	8,870	-36.0
Electricity sales	5,302	8,286	-36.0
TPA	378	584	-35.3
Electricity transmitted (GWh)	3,875	3,929	-1.4
Latin America	3,875	3,929	-1.4
Gas distribution connections ('000) (at 31/03)	13,620	13,260	2.7
Europe	5,778	5,744	0.6
Latin America	7,842	7,516	4.3
Electricity distribution connections ('000) (at 31/03)	8,238	10,694	-23.0
Europe	4,588	4,558	0.7
Latin America (*)	3,650	6,136	-40.5
ICEIT in Spain (minutes)²	57	17	-

(*) 1Q16 includes Electricaribe contribution to the consolidated figures.

Gas business

	1Q17	1Q16	%
Wholesale supply (GWh)	84,367	76,025	11.0
Spain	40,436	37,486	7.9
Rest of Europe	20,441	20,395	0.2
International LNG	23,490	18,144	29.5
Retail supply (GWh)	14,140	13,902	1.7
Gas transportation – EMPL³ (GWh)	28,713	24,163	18.8

¹ Third-Party Access (energy distributed). Includes TPA services in secondary transmission.

² Installed Capacity Equivalent Interruption Time.

³ Europe-Magreb pipeline.

Electricity business

	1Q17	1Q16	%
Electricity generated (GWh)	11,561	11,322	2.1
Spain	7,275	7,082	2.7
Generation	6,544	6,202	5.5
Hydroelectric	465	1,893	-75.4
Nuclear	1,225	1,092	12.2
Coal	1,669	522	-
CCGT	3,185	2,695	18.2
Renewables and Cogeneration	731	880	-16.9
Global Power Generation	4,286	4,240	1.1
Mexico (CCGT)	3,691	3,621	1.9
Mexico (Wind)	223	261	-14.6
Costa Rica (hydroelectric)	79	67	17.9
Panama (hydroelectric)	18	13	38.5
Dominican Republic (oil-fired)	212	244	-13.1
Kenya (oil-fired)	63	34	85.3
Installed capacity (MW)	15,418	15,471	-0.3
Spain	12,716	12,769	-0.4
Generation	11,569	11,624	-0.5
Hydroelectric	1,954	1,954	-
Nuclear	604	604	-
Coal	2,010	2,065	-2.7
CCGT	7,001	7,001	-
Renewables and Cogeneration	1,147	1,145	0.2
Global Power Generation	2,702	2,702	-
Mexico (CCGT)	2,035	2,035	-
Mexico (Wind)	234	234	-
Costa Rica (hydroelectric)	101	101	-
Panama (hydroelectric)	22	22	-
Dominican Republic (oil-fired)	198	198	-
Kenya (oil-fired)	112	112	-

2. Analysis of consolidated results

The main details of the income statement are as follows:

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	6,450	5,954	8.3
EBITDA	1,104	1,216	-9.2
Operating income	651	724	-10.1
Net financial income	-173	-199	-13.1
Profit/(loss) of entities recorded by the equity method	-	-9	-
Income tax expense	-112	-121	-7.4
Non-controlling interests	-68	-71	-4.2
Net income	298	329	-9.4

2.1. Changes in consolidation scope and other material transactions

Throughout 2016, Electricaribe, a company owned 85.38% by Gas Natural Fenosa, experienced severe liquidity stress as a result of the actions and omissions of the Republic of Colombia. On 14 November 2016 the Superintendence for Residential Public Services of the Republic of Colombia (“the Superintendence”) ordered the seizure of the goods, assets and businesses of Electricaribe, as well as, the removal of the members of the governing body and the general manager, and their replacement by a special agent appointed by the Superintendence, therefore, at 31 December 2016, Gas Natural Fenosa had lost control and any significant influence over Electricaribe. Afterwards, on 11 January 2017 the Superintendence agreed the intervention extension to the 14 March 2017, announcing at that date, the decision of winding up Electricaribe.

On 22 March 2017, Gas Natural Fenosa presented the pertinent documentation to initiate arbitration proceedings before the United Nations Commission on International Trade Law (UNCITRAL) in order to recover the company with a viable regulatory framework or, barring that, obtain compensation based on the fair value of the company, estimated at over €1,000 million. A formal request has been made for arbitration before the UNCITRAL Tribunal, which, like the World Bank’s ICSIC, is envisaged as an appropriate venue for settling differences under the bilateral agreement between Colombia and Spain on promotion and reciprocal protection of investments.

On 31 December 2016, Gas Natural Fenosa ceased to consolidate Electricaribe and, in line with the requirements of the applicable accounting standard, IFRS 10, it derecognised its assets, liabilities and non-controlling interests for an amount of €475 million. In addition, under IAS 39, the investment in Electricaribe has been recognised at fair value (€475 million) under available-for-sale financial assets. As the investment in Electricaribe involves unlisted equity instruments and, therefore, no quoted share price is available, it has been valued using a prudent approach. However, Gas Natural Fenosa believes that the final amount that may reasonably be expected to be recognised by the agencies and courts that may decide on the applicable price or indemnity based on fair market value will be higher than the figure mentioned above.

2017

There have been no significant changes in the consolidation scope in 2017.

2016

On 18 December 2015, Gas Natural Fenosa, which, through CGE, owned a 56.62% controlling stake in Chilean company Gasco, S.A., signed an agreement with a group of shareholders that owned 22.4% of Gasco, S.A., referred to as the Pérez Cruz family, to demerge Gasco, S.A. into two companies, one focused on the natural gas business, to remain under the control of Gas Natural Fenosa, and the other focused on the liquefied petroleum gas (LPG) business, which would be controlled by the Pérez Cruz family. Once the split had been completed, on 6 July 2016, each of the parties made a tender offer to acquire 100% of its company in order to pursue its respective business independently. On 8 August 2016, Gas Natural Fenosa announced the sale of the shares of Gasco, S.A. for a total amount of 160,197 million Chilean pesos (€220 million), i.e. a capital gain of €4 million, and the takeover bid for Gas Natural Chile, S.A. success, acquiring an additional 37.88% of that company's capital for a total of 223,404 million Chilean pesos (€306 million). As a result, Gas Natural Fenosa's controlling stake in Gas Natural Chile, S.A. became a 94.50%.

In April 2016, Unión Fenosa Gas (a company recognised by the equity method) sold to the Galicia Regional Government and the Tojeiro Group, through Gasifica, S.A., its 21.0% stake in Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa) for €28 million, which resulted in a capital gain of €1 million, net of taxes, for Gas Natural Fenosa.

In June 2016, Unión Fenosa Gas reached an agreement to sell its 42.5% stake in Planta de regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas), held through Infraestructuras de Gas S.A., to Enagás for €106 million. This transaction was completed in July 2016, providing Gas Natural Fenosa with a capital gain, net of taxes, of €21 million.

On 29 June 2016, Gas Natural Fenosa, through the company Aproveisionadora Global de Energía (AGESA), a subsidiary of Gas Natural Chile, S.A., concluded an agreement with Enagás for the sale of 20.0% of the interest in GNL Quintero, S.A. (Chile) for USD 200 million, which, following the adjustments for dividends at the closing date, amounted to USD 197 million (€182 million). The operation was concluded in November 2016 and resulted in a capital gain of €128 million before taxes and non-controlling interests, or €50 million net.

On 29 July 2016 Gas Natural Fenosa acquired the 100% of the Irish gas and electricity supply company Vayu Limited (Vayu) under the new strategic plan which envisages growth in the energy supply business in Europe. This transaction complements its existing position in other European markets (France, Italy, Belgium, Netherlands, Portugal, Germany and Luxembourg) and will enable it to engage in LNG trading and operations. Vayu has a 15% share of gas supply to large industrial and commercial customers in Ireland, and around 6% of the electricity supply market.

2.2. Analysis of results

2.2.1. Net sales

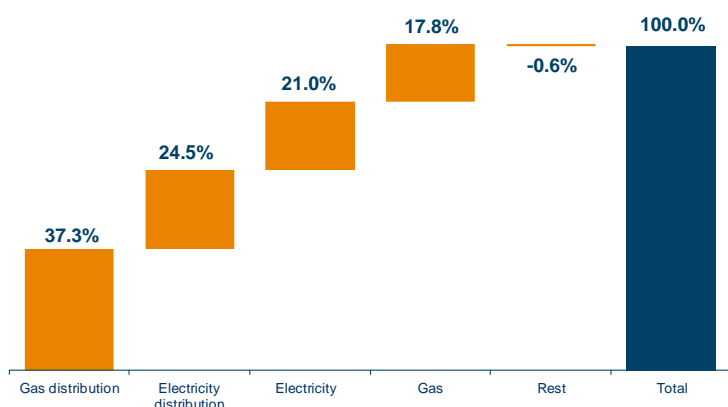
Net sales totalled €6,450 million in the first three months of 2017, an 8.3% increase with respect to the same period of 2016 due basically to the year-on-year increase in sales volumes and prices in the gas business as well as the evolution of exchange rates.

2.2.2. EBITDA and EBIT

Consolidated EBITDA in the first quarter amounted to €1,104 million, €112 million (9.2%) less than in the same period of 2016. Nevertheless, the first quarter of 2017 does not include the figures for Electricaribe; consequently, in like-for-like terms, the reduction would be just 5.3%.

Foreign currency fluctuations in consolidation had a positive impact on EBITDA in the first quarter of 2017 amounting to €29 million with respect to the same period of 2016, mainly due to appreciation of the Brazilian real and the Chilean peso.

Contribution to EBITDA by business



The chart illustrates the business lines' contributions to consolidated EBITDA, showing an appropriate degree of diversification, including a notable contribution by gas distribution (37.3% of the consolidated total), followed by electricity distribution (24.5%), the gas business (21.0%) and the electricity business (17.8%).

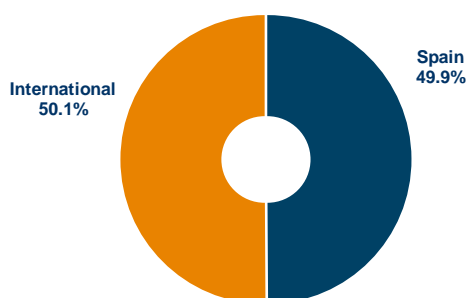
EBITDA from Gas Natural Fenosa's international activities increased by 3.6% to account for 50.1% of the consolidated total, compared with 43.9% in the same period of last year. EBITDA from operations in Spain fell by 19.2% and declined as a share of the consolidated total to 49.9%.

Depreciation and amortisation charges and impairment losses in 1Q17 amounted to €423 million, a 2.8% decrease year-on-year basically due to the extension of the combined cycle plants useful life.

Provisions for bad debts amounted to €30 million, compared with €57 million in 2016; this reduction is due basically to deconsolidating Electricaribe.

EBIT in the first quarter of 2017 declined by €73 million (-10.1%) with respect to the same period of 2016, to €651 million (-8.1% in like-for-like terms without considering Electricaribe).

Contribution to EBITDA by geography



2.2.3. Financial income

The breakdown of financial results is as follows:

(€ Mn)	1Q17	1Q16
Cost of net interest-bearing debt	-162	-186
Other financial expenses/revenues	-14	-17
Financial income - Costa Rica ¹	3	4
Net financial income	-173	-199

¹ Power generation concessions in Costa Rica are recognised as financial assets in accordance with IFRIC 12.

The cost of net interest-bearing debt in the first quarter of 2017 was €162 million, i.e. lower than in the same period of 2016 due to deconsolidating Electricaribe and to the lower coupons on new debt issued to refinance maturing debt.

The average cost of gross interest-bearing debt is 3.9%, and 73.5% of the gross debt is at fixed rates.

2.2.4. Equity-accounted affiliates

In 1Q17 there is no contribution to the result from equity-accounted affiliates, compared with -€9 million in 1Q16 as Ecoeléctrica and others (Chile and renewable generation) positive contribution is compensated by Unión Fenosa Gas sub-group negative contribution.

2.2.5. Income tax

The effective tax rate as of 31 March 2017, based on the best estimate of the effective tax rate for the full year, was 23.5%, the same as one year earlier.

2.2.6. Non-controlling interests

The main items in this account are the non-controlling interests in EMPL, in GPG, in gas distribution companies in Chile, Brazil, Colombia and Mexico, and in electricity distribution companies in Chile and Panama, as well as accrued interest on perpetual subordinated notes.

Income attributed to non-controlling interests amounted to -€68 million in 1Q17, compared with -€71 million in 1Q16.

2.2.7. Net income

Net income amounted to €298 million, a reduction of 9.4% with respect to the same period of 2016. Nevertheless, for comparison purposes, it is necessary to consider that Electricaribe's results are not consolidated in the first quarter of 2017; in like-for-like terms, the reduction would be 8.3%.

3. Balance sheet and cash flow

The key balance sheet figures are as follows:

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Property, plant and equipment and intangible assets	34,463	33,918	1.6
Net interest-bearing debt	15,464	15,817	-2.2
Net equity	19,328	18,671	3.5
Attributable net equity	15,511	14,542	6.7

3.1. Investments

The breakdown of net investments by type is as follows:

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%	
Capital expenditure and intangible assets	320	266	20.3	Investments in property, plant and equipment and intangible assets amounted to €320 million in 1Q17, a 20.3% increase with respect to 1Q16, due basically to greater investment in gas and electricity distribution in Latin America, as well as Electricity.
Financial investments	12	10	20.0	
Total gross investments	332	276	20.3	
Disposals and others	-11	-19	-42.1	
Total net investments	321	257	24.9	

Capital expenditure and intangible assets, by activity

(€ Mn)	1Q17	% contribution	1Q16	% contribution	% variation
Gas Distribution	114	35.6	119	44.7	-4.2
Spain	42	13.1	66	24.8	-36.4
Italy	4	1.3	5	1.9	-20.0
Latin America	68	21.3	48	18.0	41.7
Electricity Distribution	129	40.3	106	39.8	21.7
Spain	42	13.1	45	16.9	-6.7
Moldova	1	0.3	-	0.0	-
Latin America	86	26.9	61	22.9	41.0
Gas	9	2.8	7	2.6	28.6
Infrastructure	2	0.6	1	0.4	-
Procurement and Supply	7	2.2	6	2.3	16.7
Electricity	62	19.4	30	11.3	-
Spain	23	7.2	17	6.4	35.3
Global Power Generation	39	12.2	13	4.9	-
Rest	6	1.9	4	1.5	50.0
Total capital expenditure and intangible assets	320	100.0	266	100.0	20.3

The electricity distribution business accounts for 40.3% of the consolidated total, is the main target of capital expenditure, and expanded by 21.7% with respect to the same period of 2016. Electricity distribution in Latin America represents a 26.9% over the consolidated total and increases a 41.0% basically due to the investment increase in Chile.

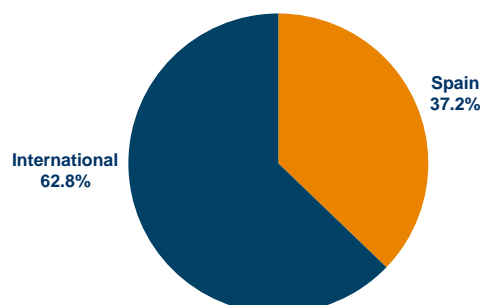
Gas distribution accounts for 35.6% of the consolidated total and declined by 4.2% with respect to the same period of the previous year. Gas distribution in Latin America represents a 21.3% over the consolidated total and increases a 41.7% with respect to the same period of 2016 with investment increases in all the countries both in network maintenance and growth.

Electricity activity represents a 19.4% over the consolidated total. In Spain it increases a 35.3% with respect to the same period of the previous year basically due to new wind project in Canary Islands. In GPG it increases a 200% basically due to the development of photovoltaic projects in Brazil.

Capital expenditure and intangible assets, by region

Capital expenditure outside Spain increased by 54.6% to account for 62.8% of the total (vs. 51.1% in the same period of 2016).

Investments in Spain declined by 12.5%, to account for 37.2% of the total, compared with 48.9% in 2016.



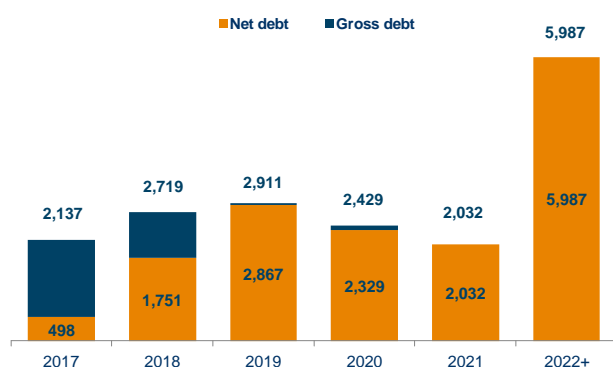
3.2. Debt and financial management

3.2.1. Interest-bearing debt

At 31 March 2017, net interest-bearing debt amounted to €15,464 million and leverage was 44.4% (€15,817 million and 45.9%, respectively, at 31 March 2016).

The net debt/EBITDA ratio was 3.2 and the EBITDA/interest ratio was 6.8 at 31 March 2017, evidencing that the company maintained its credit fundamentals stable with respect to the preceding year.

Maturity of interest-bearing debt (€ Mn)



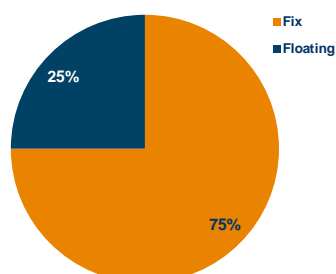
A total of 85.4% of the net interest-bearing debt matures in or after 2019. The average term of the debt is 5.5 years.

The figure shows Gas Natural Fenosa's net and gross debt maturity calendar at 31 March 2017. Gross debt amounted to €18,215 million.

Of the net financial debt, 9.2% is short term and the other 90.8% is long term.

Structure of net interest-bearing debt

Having consideration for the impact of financial hedges, most of the debt is at fixed rates:



The breakdown of the net interest-bearing debt by currency at 31 March 2017, in absolute and relative terms, is as follows:

(€ Mn)	31/03/17	%
EUR	12,345	79.8
CLP	1,431	9.3
USD	959	6.2
BRL	340	2.2
MXN	324	2.1
COP	59	0.4
Others	6	-
Net interest-bearing debt	15,464	100.0

3.2.2. Liquidity

At 31 March 2017, cash and cash equivalents together with available bank finance totalled €10,619 million, providing the company with sufficient liquidity to cover its debt maturities for more than 24 months, with the following breakdown:

Liquidity sources (€ Mn)	Limit	Drawn	Undrawn
Committed credit lines	7,700	-552	7,148
Uncommitted credit lines	519	-53	466
Undrawn loans	352	-	352
Cash and cash equivalents	-	-	2,653
Total	8,571	-605	10,619

Additionally, at 31 March 2017, the company had €5,815 million available in the form of shelf registrations for financial instruments, including €3,395 million in the Euro Medium Term Notes (EMTN) programme; €500 million in the Euro Commercial Paper (ECP) programme; and a combined €1,920 million in the stock market certificates programmes on the Mexico Stock Exchange, the commercial paper programme on the Panama Exchange, the straight bonds programme in Colombia and the bond lines in Chile.

3.2.3. Main financial transactions

As part of the ongoing process of optimising interest-bearing debt, on 11 January 2017 Gas Natural Fenosa, through its Euro Medium Term Notes (EMTN) programme, issued notes amounting to €1,000 million, maturing in January 2027, with an annual coupon of 1.375%.

To that same end, bilateral bank finance transactions were renegotiated during the period for an amount of €2,000 million.

On 28 March 2017, Gas Natural Fenosa issued a tender for up to €1,000 million of five bonds maturing in 2018, 2020 and 2021 (redeemed bonds).

At the same time, Gas Natural Fenosa communicated its intention of issuing €1,000 million of 7-year notes with an annual coupon of 1.125% in the euromarket under the EMTN programme (new bonds).

On 11 April 2017, as a result of the aforementioned tender offer, the new bonds replaced the redeemed bonds.

As a result, the redeemed bonds were amortised and cancelled, after which the outstanding nominal amount of the five bond issues which the tender offer addressed was:

Mature	Nominal (€ Mn)
January 2018	513
February 2018	586
January 2020	686
January 2020	434
2021 (several)	631

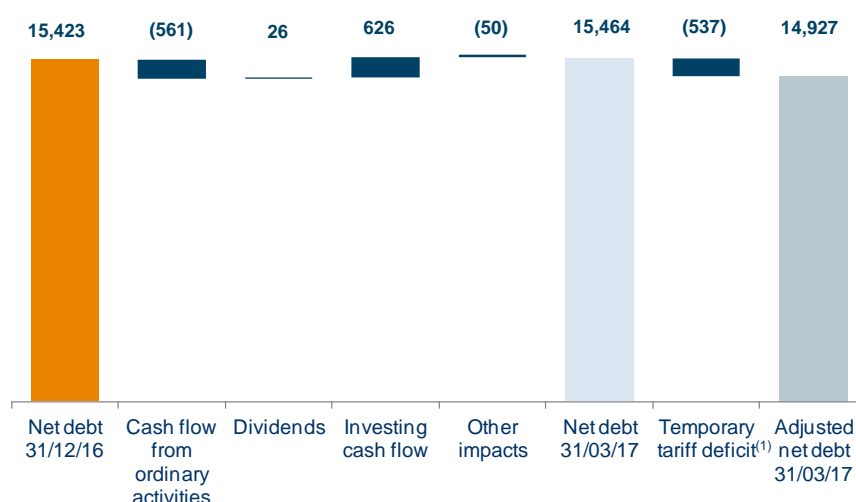
3.2.4. Credit rating

The accompanying table shows the credit rating of Gas Natural Fenosa's long-term and short-term debt:

Agency	Short term	Long term
Fitch	F2	BBB+
Moody's	P-2	Baa2
Standard & Poor's	A-2	BBB

3.3. Cash flows

The cash flow and reconciliation of net interest-bearing debt in 1Q17 are as follows:



⁽¹⁾ Includes €81Mn electricity tariff deficit and €456Mn gas tariff deficit (2014: €331Mn; 2015: €10Mn; 2016: €61Mn and 2017: €54Mn)

Other impacts reflect conversion differences, changes in consolidation scope and other effects.

3.4. Equity and shareholder remuneration

The distribution of 2016 income proposed to the Shareholders' Meeting on 20 April 2017 entailed allocating €1,001 million to dividends, the same amount as in 2016. That represents a dividend of €1 per share and a pay-out of 74.3%, i.e. a dividend yield of 5.6% based on the share price on 31 December 2016 (€17.91).

An interim dividend amounting to €0.330 per share out of 2016 earnings was paid entirely in cash on 27 September 2016.

At 31 March 2017, Gas Natural Fenosa's shareholders' equity totalled €19,328 million. Of that total, €15,511 million is attributable to Gas Natural Fenosa.

4. Analysis of results by activity

The criteria used to assign amounts to the activities are as follows:

- › All revenues and expenses relating directly and exclusively to a specific business activity are allocated directly to it.
- › The margin on intercompany transactions is allocated on the basis of the market which is the final destination of the sale.
- › Corporate expenses and revenues are assigned on the basis of their use by the individual business lines.

4.1. Gas distribution

4.1.1. Spain

This area includes gas distribution, third-party access (TPA), the activities in Spain that are charged for outside the regulated distribution remuneration (meter rental, customer connections, etc.), and the piped liquefied petroleum gas (LPG) business.

4.1.1.1. Results

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	332	295	12.5
Purchases	-36	-7	-
Net personnel expenses	-19	-19	-
Other revenues and expenses	-52	-54	-3.7
EBITDA	225	215	4.7
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-76	-72	5.6
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	149	143	4.2

Net sales in the gas distribution business totalled €332 million, €37 million more than in the same period last year, due basically to the LPG business, where the acquisition of distribution points was completed in the fourth quarter of 2016.

The increase in the LPG business required a larger number of shiploads to meet the higher demand.

For all that along with the positive impact in operating expenses of efficiency measures implementation, EBITDA increased by 4.7%.

4.1.1.2. Main aggregates

The main aggregates in gas distribution in Spain were as follows:

	1Q17	1Q16	%
Gas sales - TPA (GWh)	56,658	52,865	7.2
LPG sales (ton)	63,822	8,441	-
Distribution network (km)	52,828	51,449	2.7
Change in connection points ('000)	5	20	-75.0
Connection points ('000) (at 31/03)	5,318	5,286	0.6

Regulated gas sales increased by 7.2% (+3,793 GWh).

Residential demand is aligned with the one of the same quarter of the previous year increasing by 2% (+278 GWh).

Growth was concentrated in the industrial market. Demand under 60 bars increased by 10% (+2,232 GWh). Demand for transportation and industrial consumption over 60 bar increased by 11% (+1,283 GWh).

The growth in LPG sales was due to the acquisition of supply connections in the fourth quarter of 2016.

In the first quarter of 2017, the distribution network expanded by 872 km.

4.1.2. Italy

This area refers to regulated gas distribution in Italy.

4.1.2.1. Results

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	21	21	-
Purchases	-	-	-
Net personnel expenses	-3	-3	-
Other revenues and expenses	-4	-4	-
EBITDA	14	14	-
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-6	-6	-
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	8	8	-

EBITDA amounted to €14 million, in line with the same period of the previous year, as the remuneration remains the same in 2017 after the updating of the WACC recognised by the Italian regulator in 2016 as a result of the decline in the risk-free rate.

4.1.2.2. Main aggregates

	1Q17	1Q16	%
Gas sales - TPA (GWh)	1,888	1,681	12.3
Distribution network (km)	7,276	7,176	1.4
Connection points ('000) (at 31/03)	460	458	0.4

A total of 1,888 GWh of gas were distributed, i.e. 12.3% more than in 2016, due to more favourable weather.

The distribution grid expanded by 100 km in the last 12 months, to 7,276 km at 31 March 2017.

Gas Natural Fenosa has 459,905 gas distribution connection points in Italy, a slight increase with respect to the previous year.

4.1.3. Latin America

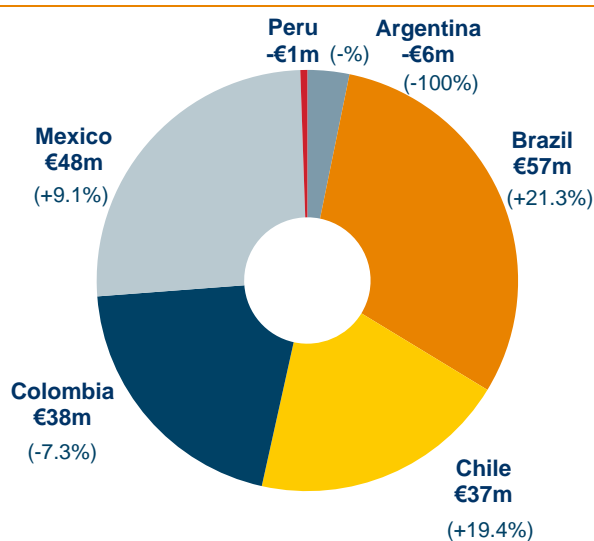
This division involves regulated gas distribution in Argentina, Brazil, Chile, Colombia, Mexico and Peru. In Chile, it also includes the gas supply business.

4.1.3.1. Results

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	1,032	865	19.3
Purchases	-743	-613	21.2
Net personnel expenses	-33	-29	13.8
Other revenues and expenses	-83	-64	29.7
EBITDA	173	159	8.8
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-44	-40	10.0
Change in operating provisions	-4	-5	-20.0
Operating income	125	114	9.6

Revenues increased by 19.3% to €1,032 million, affected by appreciation of the main Latin American currencies.

EBITDA in Latin America, by country



EBITDA amounted to €173 million, an increase of 8.8% with respect to the same period of the previous year, impacted by currency performance in Argentina (-4.9%), Mexico (-8.8%), Colombia (13.3%), Brazil (22.2%) and Chile (9.7%). Excluding the effect of currency fluctuations, EBITDA would have declined by 1.9%.

The figure shows gas distribution EBITDA in Latin America, by country, and the variation with respect to the same period of 2016.

Brazil contributed 32.9% of EBITDA, adjusted for the currency effect, EBITDA would have declined by 4.2%. Dispatching and TPA of the thermal plants were 30% lower than in the same period of 2016, while gas sales in the residential-commercial market were down 6.9% year-on-year. In contrast, a change in trend was observed in the industrial market, which expanded by 4.5%; additionally, sales of natural gas for vehicles increased by 12% year-on-year as it proved more competitive than liquid fuels.

Mexico accounted for 27.7% of total EBITDA in this business. Excluding the exchange rate effect, Mexico's EBITDA increased by 16.8%, and the sales margin increased by 15.2%, with growth in all markets.

EBITDA in Colombia amounted to €38 million, a 19.5% decline year-on-year (excluding the exchange rate effect) as a result of the lower commercialisation margin in the secondary market. This market registered atypically good performance in the first quarter of 2016 due to the El Niño phenomenon, which produced a sharp decline in hydroelectric output.

Chile contributed €37 million in EBITDA (+12.9% at constant exchange rates), i.e. 21.4% of total EBITDA from Latin America.

EBITDA in Argentina amounted to -€6 million despite the entry into force on 7 October 2016 of a new tariff table for all markets, basically due to regularisation of the 2016 sales estimates in the first quarter of 2017. Overall sales volumes increased by 1.2% in the first quarter, while the residential-commercial market, the largest contributor to the margin, expanded by 3%.

4.1.3.2. Main aggregates

	1Q17	1Q16	%
Gas activity sales (GWh)	62,269	66,442	-6.3
Gas sales	35,047	36,498	-4.0
TPA	27,222	29,944	-9.1
Distribution network (km)	83,142	80,556	3.2
Change in connection points ('000)	69	68	1.5
Connection points ('000) (at 31/03)	7,842	7,516	4.3

The main physical aggregates by country in 1Q17 are as follows:

	Argentina	Brazil	Chile	Colombia	Mexico	Total
Gas activity sales (GWh)	14,983	16,579	11,287	6,707	12,713	62,269
Change vs. 1Q16 (%)	1.2	-17.4	-3.6	-3.4	-1.5	-6.3
Distribution network (km)	25,715	7,327	7,031	21,959	21,110	83,142
Change vs. 31/03/2016 (km)	1,003	87	164	415	917	2,586
Connection points ('000) (at 31/03)	1,636	1,046	588	2,886	1,686	7,842
Change vs. 31/03/2016 ('000)	20	48	24	118	116	326

There were a total of 7.842 million gas distribution connections at 31 March 2017. Customer numbers increased by 326 thousand year-on-year, notably in Colombia and Mexico.

Sales in the gas activity in Latin America, which includes both gas sales and TPA (third-party access) services, totalled 62,269 GWh, i.e. less than in the same period of 2016, particularly due to lower sales in Brazil.

The gas distribution grid expanded by 2,586 km (+3.2%) in the last 12 months, to 83,142 km at the end of March 2017. This sizeable expansion is attributable most notably to Mexico, which added 917 km, and Argentina, which added 1,003 km.

Highlights in Latin America in 2016:

- › In Argentina, after almost a year of intense negotiations, on 31 March 2017 the tariffs resulting from the Integral Tariff Review (RTI) were published in the form of Argentine Ministry of Energy and Mining Resolution no. 74-E, which establishes the value of natural gas at the point it enters the transportation system, and ENARGAS Resolution no. 4354, which reports the outcome of the RTI for Gas Natural BAN, S.A., including the new distribution tariff tables.

The outcome of the RTI process made possible a major investment plan that entails a significant change in the scale of this business. The new tariff will be phased in over three stages, and will be adjusted for inflation every six months.

Completion of the RTI process and application of the new tariffs will normalise the company in economic and financial terms.

- › In Brazil, residential-commercial customer numbers increased by 2% year-on-year, particularly in the horizontal saturation and expansion segments. Revenues declined by 17.4% due to lower utilisation of the thermal power points, which resulted in a 30% decline in power generation and TPA demand, and a 6.9% decline in the residential-commercial market. In contrast, sales in the industrial market increased by 4.5% as the economy began to recover, and natural gas sales for vehicles increased by

12% as this fuel was more competitive than liquid fuels and also because of the increase in vehicle conversions.

- › In Colombia, gas and TPA sales declined by 3.4% year-on-year, due mainly to a 4.7% decline in the industrial market as a result of the atypical sales volume in the secondary market in the first quarter of 2016. Residential-commercial customer numbers increased by 24,230 net in the first quarter of 2017, a 1.6% increase year-on-year, basically in the horizontal saturation segment.

Unregulated businesses in Colombia expanded year-on-year, as the margin in the residential and SME market increased by 27.5%, basically because of good performance by Servigas, which was partly offset by a 13.0% decline in energy services revenues despite the 34.7% increase in the number of live contracts, because of the lower mobility margin.

- › Mexico continued to implement the growth acceleration plan, having increased customer numbers by 8% and made progress in all areas in the first quarter of 2017. Gas sales fell by 1.5%, including a 6% decline in the TPA market due to lower demand by thermal power plants and a 4.5% decline in residential-commercial sales, contrasting with a notable 5.6% increase in industrial sales due to an increase in both activity and customer numbers.

As part of the ongoing Energy Reform, in December we were granted a concession to distribute gas in the Mexico Valley area (Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo). This area adjoins Mexico City and will enable gas to be distributed in a market close to the existing grid. Commercialisation commenced this year and customer numbers are expected to reach 125,000 within five years.

- › The number of supply connections in Chile increased by 23,570, including growth in the residential-commercial (4.2%) and industrial (0.6%) segments with respect to the first quarter of 2016. As for gas sales and TPA, the strongest growth was observed in the industrial (4.3%) and residential-commercial (3.5%) segments, while TPA declined by 6.5% year-on-year.

The new Gas Act, promulgated in February 2017, filled a legal vacuum and reduced the uncertainties related to investments in this business, thereby enabling the gas distribution business to expand and paving the way for greater usage of natural gas in Chile, which is one of the main objectives of Chile's Energy Agenda and Energy Policy, both drafted in processes directed by the Ministry of Energy.

In this context of legal certainty, an aggressive expansion plan has been set in motion since February that substantially increases investment in grid-connected areas, where the goal is to increase saturation, and also expands the grid to other regions of the country.

These activities will focus on the central and southern regions in 2017, with the goal of doubling the new customer addition rate (by adding approximately 20,000 new connection points) with respect to a standard year.

- › In Peru, the company continues development work after rescheduling the beginning of commercial operations, originally planned for the second half of the year, which depends on completion of the construction of the gas terminal.

As a result of the concession awarded in July 2013, Gas Natural Fenosa plans to supply energy to an area in south-west Peru that is not yet connected to the gas grid, where it expects to supply natural gas to over 80,000 households.

4.2. Electricity distribution

4.2.1. Spain

The electricity distribution business in Spain includes regulated distribution of electricity and network services for customers, basically connections and hook-ups, metering and other actions associated with third-party access to Gas Natural Fenosa's distribution network.

4.2.1.1. Results

(€ million)	1Q17	1Q16	%
Net sales	211	210	0.5
Purchases	-1	-	-
Net personnel expenses	-32	-22	45.5
Other revenues and expenses	-35	-36	-2.8
EBITDA	143	152	-5.9
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-56	-56	-
Change in operating provisions	-1	-1	-
Operating income	86	95	-9.5

The Ministerial Order on electricity tolls for 2017 (ETU/1976/2016) establishes that, until the approval of the remuneration of transmission and distribution for 2017 under the provisions of Royal Decree 1047/2013, of 27 December, and Royal Decree 1048/2013, of 27 December, the proportional part of the remuneration established in Order IET/981/2016 and Order IET/980/2016, which established the remuneration for electricity transmission and distribution companies for 2016, will be paid.

Net revenues amounted to €211 million, i.e. 0.5% more than in the same period of 2016, due to application of the aforementioned Ministerial Orders and to the accrual of investments that were brought into operation.

In the first quarter of 2017, EBITDA amounted to €143 million, a 5.9% decrease with respect to the same period of 2016 due to an increase of net personnel expenses by 45.5% as a result of the implementation of business efficiency measures which will have a positive impact in subsequent periods.

4.2.1.2. Main aggregates

	1Q17	1Q16	%
Electricity sales - TPA (GWh)	8,195	8,227	-0.4
Connections ('000) (at 31/03)	3,707	3,688	0.5
ICEIT (minutes)	57	17	-

The fact that February and March 2017 were warm, and that 2016 was a leap year, explain most of the slight decline in energy supplied in the first quarter of 2017. Domestic demand amounted to 62,982 GWh in the first quarter, a 0.3% increase according to figures from Red Eléctrica de España (REE).

The number of supply points increased by 5,259 net in year-on-year terms.

The ICEIT outage indicator increased sharply in the first quarter due to storms in Galicia on 2 and 8 February, where wind speeds reached 178 km/hour, with close to 400,000 customers being affected at times. Galicia accounted for 93% of the total ICEIT of Gas Natural Fenosa.

As at 31 March 2017 86.2% of the installed meters are intelligent meters and the 82% of the invoicing is remote.

4.2.2. Moldova

The business in Moldova includes regulated distribution of electricity and the supply of electricity at the bundled tariff in the capital city and the central and southern regions. Gas Natural Fenosa is responsible for 70% of electricity distribution in Moldova.

4.2.2.1. Results

(€ million)	1Q17	1Q16	%
Net sales	66	69	-4.3
Purchases	-49	-52	-5.8
Net personnel expenses	-2	-2	-
Other revenues and expenses	-3	-2	50.0
EBITDA	12	13	-7.7
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-1	-1	-
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	11	12	-8.3

Net revenues reflect the pass-through effect of procurement costs together with the capital expenditure and operation and maintenance work performed in accordance with the country's current regulations.

The decline in EBITDA in 2017 is due to the regulator's adjustment to the distribution toll, approved on 17 March 2017, for the difference between investments actually made and the minimum required under the current tariff methodology.

4.2.2.2. Main aggregates

	1Q17	1Q16	%
Electricity activity sales (GWh)	733	705	4.0
Connection points ('000) (at 31/03)	881	870	1.3

In 2017, the company continued to implement its plan to improve operations in Moldova, focusing on processes linked to energy control in the distribution networks, operating processes associated with the entire customer management cycle, and optimisation of facility O&M.

- Electricity supplied increased by 4.0% in 2017 as colder temperatures boosted consumption.
- The number of supply connections totalled 881,181, i.e. an increase of 1.3% in the last twelve months, primarily as a result of growth in the real estate sector.

4.2.3. Latin America

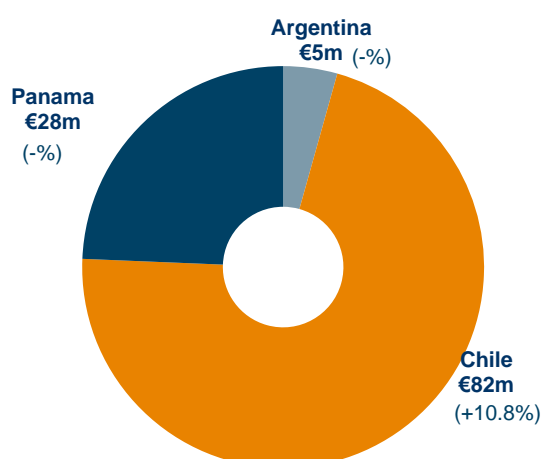
This division involves regulated electricity distribution in Argentina, Chile and Panama, and electricity transmission in Chile.

In 2016, this area also included electricity distribution in Colombia.

4.2.3.1. Results

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	873	1,153	-24.3
Purchases	-666	-864	-22.9
Net personnel expenses	-34	-48	-29.2
Other revenues and expenses	-58	-87	-33.3
EBITDA	115	154	-25.3
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-32	-38	-15.8
Change in operating provisions	-5	-27	-81.5
Operating income	78	89	-12.4

EBITDA in Latin America, by country



EBITDA from electricity distribution in Latin America totalled €115 million. Excluding Colombia's contribution to EBITDA in the first quarter of 2016, EBITDA in this business would have increased by 10.6%, mainly as a result of the appreciation by the Chilean peso.

At constant exchange rates and in like-for-like terms, excluding Electricaribe, EBITDA would have increased by 2.9%.

EBITDA in Panama amounted to €28 million in 2017, a 3.6% reduction at constant exchange rates. This change was due primarily to lower demand.

EBITDA in Chile and Argentina (CGE) amounted to €87 million, a €4 million increase at constant exchange rates.

4.2.3.2. Main aggregates

	1Q17	1Q16	%
Electricity activity sales (GWh)	5,680	8,870	-36.0
Electricity sales	5,302	8,286	-36.0
TPA	378	584	-35.3
Connection points ('000) (at 31/03)	3,650	6,136	-40.5

Electricity sales amounted to 5,680 GWh, a 36.0% decline, basically due to the mentioned deconsolidation of Colombia. But for that effect, sales would have risen by 1.7%.

There was a 1.2% reduction in electricity sales in Panama because of the decline in the average temperature and the high precipitation in the last few months, resulting in lower use of air conditioning. Additionally, the Panamanian economy has shown signs of slowing since the second half of 2016, which has affected demand for energy.

The main physical aggregates by country in 1Q17 are as follows:

	Argentina	Chile	Panama	Total
Electricity activity sales (GWh)	558	3,887	1,235	5,680
Change vs. 1Q16 (%)	1.6	2.7	-1.2	-36.0
Connection points ('000) (at 31/03)	223	2,805	622	3,650
Change vs. 31/03/2016 ('000)	6	74	26	106

The increase in sales and in connection points (excluding the effect of Electricaribe desconsolidation) reflects the sustained growth in the electricity distribution businesses in Latin America.

Electricity transmission in Chile

	1Q17	1Q16	%
Electricity transmitted (GWh)	3,875	3,929	-1.4
Transmission network (km)	3,528	3,528	-

Power transmission in Chile decreased by 1.4% year-on-year, mainly due to lower activity in the first quarter. The transmission grid is 3,528 km long, the same as at the end of the first quarter of 2016.

4.3. Gas

4.3.1. Infrastructure

This area includes operating the Maghreb-Europe gas pipeline as well as gas exploration, production, storage and regasification.

4.3.1.1. Results

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	86	80	7.5
Purchases	-	-	-
Net personnel expenses	-1	-1	-
Other revenues and expenses	-4	-4	-
EBITDA	81	75	8.0
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-13	-12	8.3
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	68	63	7.9

Net sales in the infrastructure business totalled €86 million in the first quarter of 2017, a 7.5% increase.

EBITDA increased by 8.0% year-on-year to €81 million, mainly as a result of the 3% increase in the international shipping tariff on the Maghreb-Europe pipeline and the positive USD exchange rate effect.

4.3.1.2. Main aggregates

The main aggregates in international gas transportation are as follows:

	1Q17	1Q16	%
Gas transportation-EMPL (GWh)	28,713	24,163	18.8
Portugal-Morocco	10,373	9,482	9.4
Spain (Gas Natural Fenosa)	18,340	14,681	24.9

The gas transportation activity conducted in Morocco through companies EMPL and Metragaz represented a total volume of 28,713 GWh, 18.8% more than in the same period last year. Of that figure, 18,340 GWh were shipped for Gas Natural Fenosa through Sagane and 10,373 GWh for Portugal and Morocco.

Gas Natural Fenosa owns 14.9% of Medgas, the company that owns and operates the subsea gas pipeline connecting Beni Saf (Algeria) with Almería (Spain) (capacity: 8 bcm/year). That capacity is associated with a new supply contract amounting to 0.8 bcm/year. A total of 2,331 GWh were shipped via the Medgaz pipeline for Gas Natural Fenosa in 1Q17.

The company currently has 916 GWh of company-owned gas storage capacity. Pipeline replacement and initial well drilling work as part of one of the exploration, production and storage projects that Gas Natural Fenosa plans for the Guadalquivir Valley in the coming years concluded in December 2016. Work on this project is expected to resume in the second half of 2017. There are other four projects which are at various stages of the permit process.

4.3.2. Supply

This business includes wholesale gas procurement and supply both in the Spanish liberalised market and in other countries, maritime shipping, retail supply of gas and other related products and services in the liberalised market in Spain and Italy, and supply of gas at the last-resort tariff (TUR) in Spain.

4.3.2.1. Results

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	3,078	2,537	21.3
Purchases	-2,842	-2,313	22.9
Net personnel expenses	-20	-19	5.3
Other revenues and expenses	-65	-54	20.4
EBITDA	151	151	-
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-19	-14	35.7
Change in operating provisions	-12	-12	-
Operating income	120	125	-4.0

Net sales amounted to €3,078 million, a 21.3% increase with respect to the same period of last year. EBITDA amounted to €151 million, the same as in 1Q16.

4.3.2.2. Main aggregates

Wholesale supply

The main aggregates in the wholesale gas supply activity are as follows:

	1Q17	1Q16	%
Gas supply (GWh)	84,367	76,025	11.0
Spain	40,436	37,486	7.9
Gas Natural Fenosa supply	29,881	27,591	8.3
Supply to third parties	10,555	9,895	6.7
International	43,931	38,539	14.0
Rest of Europe	20,441	20,395	0.2
International LNG	23,490	18,144	29.5
Gas carrier fleet capacity (m3)	1,095,532	1,031,344	6.2

Wholesale supply by Gas Natural Fenosa totalled 84,367 GWh, an 11.0% increase, basically due to the international business (+14.0%).

Gas Natural Fenosa supplied 40,436 GWh of gas to end customers in Spain, i.e. 7.9% more than in the same period of the previous year.

International gas supply amounted to 43,931 GWh in the first quarter of 2017, a 14.0% increase year-on-year, driven particularly by international LNG supply.

In the organised market in gas through MIBGAS, DA (day-ahead) and WD (within day) contracts became more firmly established and there was an increase in liquidity driven by actions proposed by the system operator (GTS) to achieve equilibrium in the gas balance; Gas Natural Comercializadora is one of the few active participants in this market. Additionally, the figure of "voluntary market maker" was created in January 2017, giving the market greater liquidity and depth.

In the first quarter of 2017, Gas Natural Fenosa participated in the auction for underground storage capacity for the period from April 2017 to March 2018. Gas Natural Fenosa was awarded 10.3 TWh of capacity, i.e. 46.2% of the total contracted capacity via direct assignment.

Gas Natural Europe has a strong position in natural gas supply in Europe, with a presence in France, Belgium, Luxembourg, the Netherlands and Germany. It is also an active trader in these countries' liquid markets, enabling Gas Natural Fenosa to optimise its position and seize opportunities in European markets.

Sales in France in the first quarter of 2017 amounted to 9.9 TWh, to customers in numerous segments such as industry, local government and the public sector. Sales in Belgium, Luxembourg, the Netherlands and Germany amounted to 5.1 TWh in the same period.

Gas Natural Fenosa is also active in the wholesale market in Italy and Ireland, where it sold 3.3 TWh and 0.4 TWh, respectively, in the first quarter of 2017.

Gas Natural Fenosa is still Portugal's second-largest operator (and its largest foreign operator), with a 15% market share, and it sold 1.7 TWh in the first quarter of 2017. Its activities are focused in the industrial market, where it has a share of over 17%.

The company continues to diversify into international markets, having sold gas in the Americas and Asia. This strengthens the company's presence in the main international LNG markets, providing it with a medium-term position in growing countries and new markets.

Retail supply

The main aggregates in the retail gas supply activity are as follows:

	1Q17	1Q16	%
Retail contracts (Spain) (thousands, at 31/03)	11,711	11,691	0.2
Energy contracts	8,846	8,867	-0.2
Energy services contracts	2,865	2,824	1.5
Contracts per customer (Spain)	1.52	1.51	0.7
Retail supply (GWh)	14,140	13,902	1.7
Spain	12,489	12,315	1.4
Italy	1,651	1,587	4.0

In the retail market, Gas Natural Fenosa focuses on meeting its customers' energy needs. With a range of quality products and services, it has 12.3 million active gas, electricity and maintenance contracts, of which 578 thousand are in Italy.

In the Italian retail market, Gas Natural Fenosa has a portfolio of 434,431 gas supply contracts and 51,569 electricity supply contracts, with an overlap of 26 thousand between the two. Additionally, 91,498 customers have a maintenance contract.

Gas Natural Fenosa provides a comprehensive service by integrating the supply of both energies (gas and electricity) with maintenance services to achieve efficiencies and enhance customer satisfaction; it supplies both energies to over 1.5 million homes, a large percentage of which have a maintenance contract in place.

With a strong focus on continued growth in the retail business, the company sells products and services throughout Spain, having obtained 443 thousand new contracts in 2017.

In the residential market, Gas Natural Fenosa updates its product portfolio in order to offer electricity and natural gas tariffs that fit each customer's profile. New products meet customer needs in terms of usage, how they wish to pay, when they use energy and whether they are interested in consuming renewable energy.

Gas Natural Fenosa remains committed to innovation to meet and even anticipate its customers' expectations by adding new functionalities in all digital channels, such as the ability to buy services and receive customer care online; its online platform receives 6 million queries per year.

The broad, diversified offering of services for residential customers and SMEs has enabled the company to increase the number of active contracts to 2.8 million, managed through the group's own operating platform with 112 associated firms connected via an online system, through which it provides an excellent service and satisfies even the most demanding customers. As a result of this performance, the portfolio of energy and services contracts in the retail segment increased in value.

The number of gas and electricity maintenance contracts in the SME market continues to grow, having attained 26,000.

Gas Natural Fenosa continues to develop its own network of natural gas service stations that are open to the public; at the end of March 2017, it had a total of 48 service stations (both compressed and liquefied natural gas). A total of 27 stations are open to the public and 21 are private.

The integrated energy services solutions business continues to expand. A survey conducted by DBK identified Gas Natural Servicios as market leader in energy services.

Unión Fenosa Gas

Gas supplied in Spain by Unión Fenosa Gas⁴ (equity method) amounted to 11,445 GWh in 1Q17, compared with 8,747 GWh in 1Q16. Additionally, a total of 8,603 GWh of energy was traded in international markets in the first quarter of 2017, compared with 5,791 GWh in the same period of 2016.

⁴ Assuming 100%.

4.4. Electricity

4.4.1. Spain

This area basically includes power generation in Spain, wholesale and retail electricity supply in the liberalised market in Spain, and electricity supply at the Small Consumer Voluntary Price (PVPC).

4.4.1.1. Results

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	1,352	1,337	1.1
Purchases	-1,029	-950	8.3
Net personnel expenses	-34	-34	-
Other revenues and expenses	-163	-148	10.1
EBITDA	126	205	-38.5
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-112	-130	-13.8
Change in operating provisions	-7	-11	-36.4
Operating income	7	64	-89.1

Net sales in the electricity business in Spain amounted to €1,352 million, 1.1% more than in the same period of 2016, while EBITDA amounted to €126 million, 38.5% less than in the same period last year.

EBITDA evolution has been conditioned by weather factors, with a contraction of Gas Natural Fenosa hydroelectric production of 75.4%, turning from a wet year in 2016 to a very dry year in 2017. It has also been affected by the increase in taxes as a consequence of the high market prices.

Depreciation, amortisation and impairment expenses amounted to €112 million with a decrease of €18 million (-13.8%) as compared with the same period of the previous year, basically because of the extension of combined cycle plants useful life from 25 to 35 years as from 1 January 2017 based on the technical studies completed this quarter in line with the common practice of the industry main peers.

Market context

Electricity demand in mainland Spain amounted to 63,900 GWh in the first quarter of 2017, an increase of 0.1% with respect to the same period of 2016 (+1.1% adjusting for the leap year), i.e. a continuation, though more subdued, of the rising trend of the previous three quarters.

Performance was mixed in the quarter: strong growth in January (+7.2%) was followed by declines in February (-4.6%, or -1.6% adjusting for the leap year) and March (-2.4%).

Peak capacity usage in one hour in 1Q17 was registered on 18 January: 41,015 MW, i.e. higher than the 38,239 MW attained in the same quarter of 2017 (17 February 2016) but still well below the all-time record of 44,876 MW reached in December 2007.

The balance of international power flows was a net importation in physical terms: 1,456 GWh in the first quarter of 2017 (vs. 1,983 GWh imported in the same quarter of 2016). Performance in the quarter was mixed: 532 GWh were exported in January, due to outages at French nuclear power plants and the major cold wave in Europe; this was followed by imports of 528 GWh in February and 1,459 GWh in March (the latter being the largest single-month importation to date).

Consumption for pumped storage amounted to 1,225 GWh in 1Q17, i.e. 33.7% less than in 1Q16 (2,203 GWh) due to high market prices in the early part of the quarter.

Net domestic output amounted to 64,011 GWh, a 0.5% decrease, in the first quarter of 2017.

Compared with 1Q16, renewable output fell by 24.8% and covered 38.8% of total demand in 1Q17, i.e. 12.5 points less than in the same period of 2016.

Wind power output fell by 15.5% in the quarter with respect to the same quarter last year, with declines in all three months. Wind covered 22.6% of demand in the period, 4.0 percentage points less than in the same quarter in 2016.

Output by other renewables declined by 34.4% in the quarter, as the -43.6% reduction in conventional hydroelectric output was only partly offset by a 5.1% increase in solar photovoltaic output.

In terms of hydroelectric energy capability, the first quarter of 2017 was average, with an exceedance probability of 74% when compared with the historical average; i.e. statistically, 74 out of every 100 years would be wetter. However, performance was mixed during the quarter: January was extremely dry (99% exceedance probability) while February was wet (39% exceedance probability).

Non-renewable output increased by 25.1% year-on-year in 1Q17, with growth in all technologies. The thermal gap expanded in 1Q17 by 51.2%, achieving coverage that was 8.5 points higher than in the same period of 2016 (25.1% vs. 16.6%).

Nuclear output increased by 11.2% in the quarter, while coal-fired output increased by 69.8%. Year-to-date, utilisation of the former capacity guarantee units was 46%, compared with 53% for other coal-fired units.

In the first quarter of 2017, CCGT output increased by 25.6% with respect to the same period of 2016. CCGT output covered 9% of demand in the quarter, 1.9 percentage points more than in 1Q16.

Other non-renewable thermal, cogeneration and waste-to-power experienced an increase of 13.6% in 1Q17 with respect to 1Q16.

The weighted average price in the daily power generation market was €57.89/MWh in the first quarter of 2017, i.e. €26.85 more than in 1Q16 (€31.24/MWh) and practically in line with 4Q16 (€57.85/MWh). Average daily prices in the quarter ranged from €21.44/MWh (12 March) to €93.22/MWh (25 January). Monthly prices fell from €73.69/MWh in January to €53.00/MWh in February and down to €43.82/MWh in March.

As for other commodities, Brent crude prices rose from an average of \$49.33/bbl in the fourth quarter of 2016 to \$53.71/bbl (+8.9%) in the first quarter of 2017; February marked the highest price in the quarter (\$55.11/bbl), a level last seen in the summer of 2015. API 2, Europe's main coal price indicator, decreased by \$4.15/ton in the quarter, from an average of \$85.69/ton in the fourth quarter of 2016 to \$81.55/ton in the first quarter of 2017, including a sharp decline in March (almost \$10/ton lower than in February). Nevertheless, average prices in the quarter were still 80% higher than in the year-ago quarter. The price of CO₂ emission rights (EUAs on Bluenext) averaged €5.17/ton, 6.2% less than the €5.52/ton average in the previous quarter.

4.4.1.2. Main aggregates

The main aggregates in Gas Natural Fenosa's electricity business in Spain were as follows:

Power generation capacity

	31/03/2017	31/03/2016	%
Installed capacity (MW)	12,716	12,769	-0.4
Generation	11,569	11,624	-0.5
Hydroelectric	1,954	1,954	-
Nuclear	604	604	-
Coal	2,010	2,065	-2.7
CCGT	7,001	7,001	-
Renewables and Cogeneration	1,147	1,145	0.2
Wind	979	977	0.2
Small hydroelectric	110	110	-
Cogeneration and others	58	58	-

On 17 May 2016, the market operator definitively retired Narcea thermal power plant unit 1; this did not affect the income statement as the plant was fully depreciated.

Electricity generated and sold

	1Q17	1Q16	%
Electricity produced (GWh)	7,275	7,082	2.7
Generation	6,544	6,202	5.5
Hydroelectric	465	1,893	-75.4
Nuclear	1,225	1,092	12.2
Coal	1,669	522	-
CCGT	3,185	2,695	18.2
Renewables and Cogeneration	731	880	-16.9
Wind	590	694	-15.0
Small hydroelectric	122	174	-29.9
Cogeneration and others	19	12	58.3
Electricity sales (GWh)	9,024	8,996	0.3
Liberalised market	7,471	7,494	-0.3
Small Consumer Voluntary Price System (PVPC)	1,553	1,502	3.4
Generation market share (%)	17,2	17,0	0.2 p.p.

Gas Natural Fenosa generated 7,275 GWh of electricity in mainland Spain in the first quarter of 2017, i.e. 2.7% more than in the same period of 2016. Of that figure, 6,544 GWh were from conventional sources, a 5.5% increase with respect to the same period last year.

Conventional hydroelectric output totalled 465 GWh in the quarter, 75.4% less than in the same period of 2016.

The first quarter of 2017 was very dry, with an exceedance probability of 95%, i.e. in statistical terms, 95 out of every 100 years would be wetter.

Reservoirs in the Gas Natural Fenosa watersheds were at 38% of capacity, eleven points lower than at the end of 1Q16 and four points above the level at the beginning of the year.

Nuclear output increased by 12.2% in 1Q17 with respect to 1Q16, although the figures are affected by changes in the dates of scheduled shut-downs.

Coal-fired output totalled 1,669 GWh in the quarter, compared with 522 GWh in the same period of 2016, while capacity utilisation stood at 38%.

CCGT output in the first quarter of 2016 totalled 3,185 GWh, 18.2% more than in the same period of 2016. Gas Natural Fenosa's CCGT capacity utilisation was 21%, ten points more than in the industry as a whole.

Emissions⁵ of CO₂ in the first quarter of 2017 from Gas Natural Fenosa's coal-fired power plants and CCGTs that are affected by the regulation governing greenhouse gas emission trading totalled 2.7 million tons (+1.2 million tons with respect to the same period of 2016). This significant increase was due mainly to greater utilisation of coal-fired plants.

Gas Natural Fenosa applies a comprehensive approach to its portfolio of CO₂ emission rights for the post-Kyoto (2013-2020) period, acquiring the necessary emission rights and credits through active participation in the secondary market.

Gas Natural Fenosa's share of conventional electricity output was 17.2% in the first quarter of 2017, 0.2 points more than in the same date of 2016.

As for electricity supply, 9,024 GWh were sold in the first quarter of 2017, including sales to the liberalised market and under the last resort tariff, a 0.3% increase with respect to the same period of 2016. The electricity supply portfolio is in line with Gas Natural Fenosa's strategy of maximising margins, optimising market share, and hedging against price variations in the electricity market.

In the area of renewables and cogeneration, in 2017 Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) commenced construction of 7 of the 13 wind farms registered under the maximum quota of 450 MW authorised by the Ministry of Industry, Energy and Tourism for the Canary Islands. These 7 farms under construction will have a combined installed capacity of 27 MW. This capacity will enjoy a special remuneration system and it is planned to bring it into service by 31 December 2018. At the same time, work continues to obtain the necessary permits to begin building the other 6 wind farms in the first half of 2017.

Renewable and cogeneration output in the first quarter of 2017 (731 GWh) was lower than in the same period of 2016 (880 GWh). This reduction was due mainly to lower winds, with the result that wind output was 104 GWh lower, while lower precipitation reduced hydroelectric output by 52 GWh. As for cogeneration, the higher market prices made it possible to increase operating hours at the two operational plants, increasing output by 7 GWh with respect to the previous quarter.

At 31 March 2017, GNF Renovables had a consolidable total operational capacity of 1,147 MW, of which 979 MW are wind, 110 MW are small hydroelectric and 58 MW are cogeneration and photovoltaic. Those figures include the capacity of the slurry cogeneration plants that are being liquidated (43 MW); the company is awaiting publication of the new remuneration parameters for this technology in order to decide whether to bring this mothballed capacity partly or fully back into service.

⁵ Greenhouse gases

4.4.2. Global Power Generation (GPG)

GPG encompasses all of the Group's international power generation assets and holdings in Mexico, Puerto Rico, the Dominican Republic, Panama, Costa Rica, Kenya and Australia (wind projects), and the assets operated for third parties via group company O&M Energy.

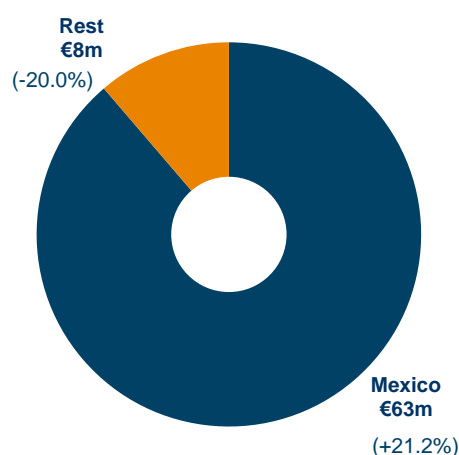
4.4.2.1. Results

(€ Mn)	1Q17	1Q16	%
Net sales	228	175	30.3
Purchases	-125	-80	56.3
Net personnel expenses	-10	-10	-
Other revenues and expenses	-22	-23	-4.3
EBITDA	71	62	14.5
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-31	-32	-3.1
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	40	30	33.3

GPG's EBITDA in 1Q17 amounted to €71 million, up 14.5% compared with 1Q16, due mainly to higher EBITDA in Mexico and lower corporate expenses.

Depreciation, amortisation and impairment expenses amounted to €31 million with a decrease of 3.1% as compared with the same period of the previous year, basically because of the extension of combined cycle plants useful life from 25 to 35 years as from 1 January 2017 based on the technical studies completed this quarter in line with the common practice of the industry main peers.

EBITDA, by country



EBITDA in Mexico increased by 21.2% because the contribution margin increased, basically due to higher spare capacity, better availability, better performance, and favourable trends in the contracts' benchmark indices. Additionally, results at Bii Hioxo improved due to more efficient management of the sales mix.

EBITDA in the Dominican Republic declined by 29.1% due to the impact on margins of lower output and lower spot prices after expiration of the PPA⁶ with the distribution companies.

EBITDA in Panama increased by 26.7% due to higher precipitation in the areas where the plants are located.

EBITDA in Kenya fell by 7.1% year-on-year due to extraordinary revenue (insurance) booked in 2016. This effect was broadly offset by higher output as a result of greater dispatching of the plants.

⁶ PPA: Power Purchase Agreement

4.4.2.2. Main aggregates

Power generation capacity

	31/03/2017	31/03/2016	%
Installed capacity (MW)	2,702	2,702	-
Mexico (CCGT)	2,035	2,035	-
Mexico (Wind)	234	234	-
Costa Rica (hydroelectric)	101	101	-
Panama (hydroelectric)	22	22	-
Dominican Republic (oil-fired)	198	198	-
Kenya (oil-fired)	112	112	-

Electricity generated

	1Q17	1Q16	%
Electricity generated (GWh)	4,286	4,240	1.1
Mexico (CCGT)	3,691	3,621	1.9
Mexico (Wind)	223	261	-14.6
Costa Rica (hydroelectric)	79	67	17.9
Panama (hydroelectric)	18	13	38.5
Dominican Republic (oil-fired)	212	244	-13.1
Kenya (oil-fired)	63	34	85.3

Availability factor (%)

	1Q17	1Q16	Chg. p.p.
Mexico (CCGT)	91.3	87.2	4.1
Costa Rica (hydroelectric)	99.9	91.2	8.7
Panama (hydroelectric and oil-fired)	96.4	92.9	3.5
Dominican Republic (oil-fired)	93.0	92.1	0.9
Kenya (oil-fired)	97.7	96.2	1.5

Output in Mexico increased year-on-year as a result of the different schedule of maintenance shutdowns and greater sales of surplus energy at Tuxpan, which began selling surplus power in February 2017. These effects were offset by lower output at Bii Hioxo because of lower winds. Differences in maintenance calendars between years resulted in higher availability than last year.

Hydroelectric output in Costa Rica was favoured by higher precipitation. As discussed in section 2.2.3, the Costa Rica concessions are accounted for as finance leases in accordance with IFRIC 12.

Higher output in Panama was the result of higher precipitation as the first quarter of 2016 was especially dry in the areas where the plants are located. The higher availability year-on-year is attributable to that fact that the La Yeguada plant underwent a major overhaul in 2016.

Output in the Dominican Republic declined year-on-year due to higher hydroelectric generation and to the withdrawal of the more efficient plants from the system in 2016.

Oil-fired output in Kenya was higher than in the same period of 2016 as a result of higher dispatching this year due to withdrawal of the more efficient plants from the system.

Ecoeléctrica

Ecoeléctrica, the CCGT plant in Puerto Rico (equity accounted), contribution to the consolidated figures in 1Q17 amounts to €15 million and increases as compared with the same period of previous year (€7 million) as a result of higher capacity revenues. Production in the 1Q17 is 841 GWh (100% figures) in line with 1Q16 (842 GWh).

Regulatory disclosures

Summarised below are the regulatory disclosures to the Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) since 1 January 2017:

- › Gas Natural Fenosa completes a €1,000 million bond issue (disclosed 11 January 2017, registration number 246991).
- › Gas Natural Fenosa files the invitation to the presentation of earnings for 2016 (disclosed 20 January 2017, registration number 247308).
- › Gas Natural Fenosa publishes its 2016 results (disclosed 8 February 2017, registration number 247971).
- › Gas Natural Fenosa files the presentation of earnings for 2016 (disclosed 8 February 2017, registration number 247975).
- › Gas Natural Fenosa publishes its Annual Corporate Governance Report for 2016 (disclosed 10 February 2017, registration number 248047).
- › Gas Natural Fenosa publishes its Annual report on director remuneration for 2016 (disclosed 10 February 2017, registration number 248048).
- › Gas Natural Fenosa discloses information on earnings for the second half of 2016 (disclosed 10 February 2017, registration number 248051).
- › The Board of Directors of Gas Natural Fenosa gives notice of the Ordinary Shareholders' Meeting (disclosed 8 March 2017, registration number 249300).
- › Gas Natural Fenosa publishes a press release on the measures adopted by the Colombian authorities with respect to Electricaribe (disclosed 14 March 2017, registration number 249527).
- › Gas Natural Fenosa files notice of the Ordinary Shareholders' Meeting for 20 April 2017 (disclosed 15 March 2017, registration number 249538).
- › Gas Natural Fenosa discloses information on the tender offer for bonds (disclosed 28 March 2017, registration number 250049).
- › Gas Natural Fenosa completes a €1,000 million bond issue (disclosed 28 March 2017, registration number 250066).
- › Gas Natural Fenosa announces a change in the date of publication of its 1Q17 earnings to 12 May 2017 (disclosed 5 April 2017, registration number 250334).
- › Gas Natural Fenosa discloses the indicative results of the tender offer to holders of bonds issued by Gas Natural Capital Markets, S.A. and guaranteed by Gas Natural SDG, S.A. (disclosed 5 April 2017, registration number 250340).
- › Gas Natural Fenosa discloses the final results of the tender offer to holders of bonds issued by Gas Natural Capital Markets, S.A. and guaranteed by Gas Natural SDG, S.A. (disclosed 5 April 2017, registration number 250360).
- › Gas Natural Fenosa completes a €1,000 million bond issue (disclosed 11 April 2017, registration number 250658).
- › Gas Natural Fenosa files a copy of the presentation used at the press conference before the Ordinary Shareholders' Meeting (disclosed 20 April 2017, registration number 250894).

- › Gas Natural Fenosa announces that the Ordinary Shareholders' Meeting has approved all proposals contained in the agenda submitted by the Board of Directors (disclosed 20 April 2017, registration number 250917).
- › GAS NATURAL publishes the invitation to the 1Q17 earnings presentation (disclosed 27 April 2017, registration number 251215).

Annexes. Financial statements

- › GAS NATURAL FENOSA: CONSOLIDATED INCOME STATEMENT
- › GAS NATURAL FENOSA: BREAKDOWN BY BUSINESS AREA
- › GAS NATURAL FENOSA: CONSOLIDATED BALANCE SHEET
- › GAS NATURAL FENOSA: CONSOLIDATED CASH FLOW STATEMENT

Consolidated income statement

(€ Mn)	1Q17	1Q16
Net sales	6,450	5,954
Purchases	-4,654	-4,059
Gross income	1,796	1,895
Other operating revenues	65	58
Net personnel expenses	-252	-249
Taxes	-126	-124
Other operating expenses	-379	-364
EBITDA	1,104	1,216
Other results	-	-
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-423	-435
Change in operating provisions	-30	-57
Operating income	651	724
Net financial income	-173	-199
Income from disposal of financial instruments	-	-
Profit/(loss) of entities recorded by the equity method	-	-9
PROFIT/(LOSS) BEFORE TAXES	478	516
Income tax expense	-112	-121
Income from discontinued operations	-	5
Non-controlling interests	-68	-71
PROFIT ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY	298	329

Breakdown by business area

EBITDA

(€ Mn)	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017
GAS DISTRIBUTION	412				
Spain	225				
Italy	14				
Latin America	173				
ELECTRICITY DISTRIBUTION	270				
Spain	143				
Moldova	12				
Latin America	115				
GAS	232				
Infrastructure	81				
Supply	151				
ELECTRICITY	197				
Spain	126				
Global Power Generation	71				
REST	-7				
TOTAL EBITDA	1,104				

(€ Mn)	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016
GAS DISTRIBUTION	388	442	440	460	1,730
Spain	215	209	229	236	889
Italy	14	15	15	18	62
Latin America	159	218	196	206	779
ELECTRICITY DISTRIBUTION	319	349	343	323	1,334
Spain	152	151	154	146	603
Moldova	13	12	10	7	42
Latin America	154	186	179	170	689
GAS	226	197	196	226	845
Infrastructure	75	71	75	77	298
Supply	151	126	121	149	547
ELECTRICITY	267	233	243	229	972
Spain	205	171	177	162	715
Global Power Generation	62	62	66	67	257
REST	16	20	-39	92	89
TOTAL EBITDA	1,216	1,241	1,183	1,330	4,970

Investment in property, plant and equipment and intangible assets

(€ Mn)	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017
GAS DISTRIBUTION	114				
Spain	42				
Italy	4				
Latin America	68				
ELECTRICITY DISTRIBUTION	129				
Spain	42				
Moldova	1				
Latin America	86				
GAS	9				
Infrastructure	2				
Supply	7				
ELECTRICITY	62				
Spain	23				
Global Power Generation	39				
REST	6				
TOTAL	320				

(€ Mn)	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016
GAS DISTRIBUTION	119	138	216	555	1,028
Spain	66	66	132	429	693
Italy	5	8	7	11	31
Latin America	48	64	77	115	304
ELECTRICITY DISTRIBUTION	106	146	163	251	666
Spain	45	61	61	98	265
Moldova	-	2	3	8	13
Latin America	61	83	99	145	388
GAS	7	7	216	244	474
Infrastructure	1	1	4	7	13
Supply	6	6	212	237	461
ELECTRICITY	30	46	39	78	193
Spain	17	22	23	43	105
Global Power Generation	13	24	16	35	88
REST	4	26	31	95	156
TOTAL	266	363	665	1,223	2,517

Consolidated balance sheet

(€ Mn)	31/03/17	31/03/16
Non-current assets	38,804	38,060
Intangible assets	10,911	10,488
Property, plant and equipment	23,552	23,430
Equity-accounted affiliates	1,547	1,683
Non-current financial assets	1,866	1,306
Deferred tax assets	928	1,153
Current assets	9,104	9,328
Non-current assets available for sale	-	945
Inventories	743	654
Trade and other accounts receivable	5,371	5,325
Other current financial assets	337	342
Cash and cash equivalents	2,653	2,062
TOTAL ASSETS	47,908	47,388

(€ Mn)	31/03/17	31/03/16
Equity	19,328	18,671
Equity attributed to equity holders of the parent company	15,511	14,542
Non-controlling interests	3,817	4,129
Non-current liabilities	20,277	20,599
Deferred revenues	840	841
Non-current provisions	1,250	1,434
Non-current financial liabilities	14,362	14,774
Deferred tax liabilities	2,518	2,627
Other non-current liabilities	1,307	923
Current liabilities	8,303	8,118
Liabilities linked to non-current assets available for sale	-	590
Current provisions	174	201
Current financial liabilities	3,853	3,278
Trade and other accounts payable	3,876	3,680
Other current liabilities	400	369
TOTAL NET EQUITY AND LIABILITIES	47,908	47,388

Consolidated cash flow statement

(€ Mn)	1Q17	1Q16
Cash flow from ordinary activities	561	666
Income before taxes	478	516
Adjustment to result	589	619
Other operating cash flows	-272	-298
Cash flow from operations	795	837
Changes in current capital	-234	-171
Investing cash flow	-626	-525
Investment payments	-639	-567
Divestment receipts	2	31
Other investing cash flow	11	11
Financing cash flow	669	-422
Receipts/(payments) for equity instruments	-1	-
Receipts/(payments) for financial liability instruments	721	13
Dividends paid and remuneration of other equity instruments	-26	-410
Other financing cash flow	-25	-25
Effect of exchange rates on cash and cash equivalents	-18	-47
Net variation in cash and cash equivalents	586	-328
Beginning cash and cash equivalents	2,067	2,390
Ending cash and cash equivalents	2,653	2,062

Glossary of terms

Gas Natural Fenosa's financial disclosures contain magnitudes and metrics drafted in accordance with International Financial Reporting Standards (IFRS) and others that are based on the Group's disclosure model, referred to as Alternative Performance Metrics (APM), which are viewed as adjusted figures with respect to those presented in accordance with IFRS. Below is a glossary of terms with the definition of the APMs.

Alternative performance metrics	Definition
EBITDA	EBIT - Depreciation and amortisation + Period provisions - Other income
Market capitalisation	No. of shares at end of period X Market price at end of period
Earnings per share	Net income for the period / No. of shares at end of period
Gross financial debt	Non-current financial liabilities + Current financial liabilities
Net financial debt	Gross financial debt - Cash and cash equivalents - Derivative financial assets
Leverage	Net financial debt/(Net financial debt + Net equity)
Cost of net financial debt	Cost of financial debt - Interest revenues
P/E	Closing share price / Earnings per share in the last four quarters
EV	Enterprise value, calculated as: Market capitalisation + Net financial debt
Net capital expenditure	Investment in property, plant and equipment, intangible assets and financial assets - Receipts for divestment of property, plant and equipment and intangible assets - Other investing receipts/payments
CFO	Cash flow from operations before changes in current capital
Personnel expenses, net	Personnel expenses - Capitalised personnel expenses
Other revenues and expenses	Other operating revenues, Other operating expenses and Release of fixed assets grants to income and others

Investor relations
Pl. del Gas, 1
08003 Barcelona
SPAIN

Telephone: 34 934 025 897
34 912 107 815
Fax 34 934 025 896

e-mail:
relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web:
www.gasnaturalfenosa.com

IV. INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL