

# Resultados enero-septiembre 2016

2 de noviembre de 2016

## 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	>	34
4.1. Distribución de gas	15	>	19
4.2. Distribución de electricidad	20	>	23
4.3. Gas	24	>	27
4.4. Electricidad	28	>	34
Hechos relevantes	35	>	36
Anexos. Tablas de resultados.	37	>	42
Cuenta de resultados consolidada	38	>	38
Información económica por actividades	39	>	40
Balance de situación consolidado	41	>	41
Estado de flujos de efectivo consolidado	42	>	42
Glosario de términos	43	>	43

## Hechos destacados del período

### El beneficio neto en los nueve primeros meses de 2016 alcanza los €930 millones

- El beneficio neto del período enero-septiembre de 2016 se sitúa en €930 millones y desciende un 15,0% frente al del mismo período del año anterior. Considerando la venta del 20% de la participación en GNL Quintero, S.A. (Chile) acordada con Enagás el 29 de junio de 2016, cuyo cierre está previsto en la primera quincena de noviembre de 2016, y de la que se obtendrá una plusvalía neta de impuestos de €50 millones, el descenso del resultado neto del período sería solo del 10,4%.
- El EBITDA alcanza los €3.640 millones en el período enero-septiembre de 2016 y disminuye un 6,8% con respecto al del período enero-septiembre de 2015, una vez re-expresado por la discontinuidad del negocio del gas licuado del petróleo en Chile, condicionado por un entorno macroeconómico y energético muy exigente que ha afectado especialmente a la contribución de los negocios de aprovisionamiento y comercialización de gas, así como por el impacto en el EBITDA de la depreciación de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación de los estados financieros que ha ascendido a €117 millones y ha sido causado fundamentalmente por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano, en el primer semestre del año en curso.
- El 8 de agosto 2016 se comunicó el resultado de las OPAs lanzadas en julio de 2016, como paso final para completar el acuerdo de separación de los negocios de Gasco, S.A., que ha supuesto la venta de las acciones de Gasco, S.A. que Gas Natural Fenosa poseía a través de sus filiales por un total de €220 millones y la adquisición del 37,875% adicional del capital de Gas Natural Chile, S.A. por €306 millones, de forma que la participación de control sobre Gas Natural Chile, S.A., dedicada al negocio del gas natural, pasa a ser del 94,50%.
- El 18 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa a través de GPG ha resultado adjudicataria de dos proyectos de generación eléctrica en Chile: el parque eólico Cabo Leones II, de 204 MW, y una planta solar fotovoltaica de 120 MW. Se trata de los primeros proyectos de generación eléctrica en Chile para Gas Natural Fenosa, por los que acabará suministrando 858 GWh de electricidad al año, y supondrán una inversión total prevista de €325 millones.
- El 23 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa a través de GPG ha resultado adjudicataria de su primer parque eólico en Australia de 91 MW de potencia y ubicado en Nueva Gales del Sur y que supondrá una inversión total prevista de €120 millones.
- Tras la aprobación en marzo de 2016 de la nueva política de dividendos para el período 2016-2018, que supondrá un *pay out* del 70% con un mínimo de €1 de dividendo por acción y el adelanto del abono del dividendo a cuenta al mes de septiembre del año en curso que representará alrededor de un 33% del dividendo total, el Consejo de Administración aprobó un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de €0,330 por acción que ha sido pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016.
- A 30 de septiembre de 2016 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 46,9% igual al de la misma fecha del año anterior y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,2 veces, frente a 3,1 veces en el período enero-septiembre de 2015, pese al adelanto del dividendo a cuenta del ejercicio 2016 mencionado anteriormente.
- El 21 de septiembre de 2016 los accionistas de Gas Natural Fenosa, Criteria Caixa, S.A.U. (Criteria) y Repsol, S.A. (Repsol) comunicaron la venta a GIP III Canary 1, S.à.r.l. (GIP) de las acciones representativas del 20% (10% en el caso de Criteria y 10% en el caso de Repsol) del capital de Gas Natural SDG, S.A., conforme lo establecido en el contrato de compraventa suscrito el 12 de septiembre de 2016. Como consecuencia de dicha venta, se ha finalizado el Acuerdo entre “la Caixa” y Repsol sobre Gas Natural de 11 de enero de 2000, modificado posteriormente el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003 y se ha modificado la composición del Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa y de sus Comisiones y se ha previsto en el Reglamento de su Consejo de Administración una mayoría de dos tercios de los consejeros para la aprobación de ciertas materias reservadas.

# 1. Principales magnitudes

## 1.1. Principales magnitudes económicas

Las cuentas de resultados del período enero-septiembre de 2015 están re-expresadas por discontinuidad del negocio de GLP en Chile, sin impacto en resultado neto.

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
5.337	6.189	-13,8	Importe neto de la cifra de negocios	16.746	19.605	-14,6
1.183	1.287	-8,1	EBITDA	3.640	3.907	-6,8
665	789	-15,7	Resultado de explotación	2.112	2.411	-12,4
285	343	-16,9	Resultado neto	930	1.094	-15,0
620	929	-33,3	Flujos de efectivo actividades explotación	2.419	2.540	-4,8
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 30/09 (€)	18,30	17,43	5,0
-	-	-	Capitalización bursátil a 30/09	18.308	17.442	5,0
-	-	-	Beneficio por acción (€) <sup>1</sup>	0,93	1,16	-19,8
769	308	-	Inversiones, netas	1.391	991	40,4
-531	-286	85,7	Patrimonio neto	18.262	18.124	0,8
-98	-152	-35,5	Patrimonio neto atribuido	14.477	14.431	0,3
312	-706	-	Deuda financiera neta (a 30/09)	16.144	16.031	0,7

## 1.2. Ratios

		9M16	9M15
Endeudamiento	%	46,9	46,9
EBITDA/Coste deuda financiera neta	veces	6,4	6,3
Deuda financiera neta/EBITDA	veces	3,2	3,1
Relación cotización beneficio (PER)	veces	13,7	13,2
EV/EBITDA	veces	6,9	6,4

Nota: Datos bursátiles y de balance a 30 de septiembre.

<sup>1</sup> Resultado a 30 de septiembre 2015 ajustado de acuerdo a NIC33 por el exceso del importe en libros de las acciones preferentes sobre el importe pagado en su recompra, neto de su efecto fiscal.

### 1.3. Principales magnitudes operativas

#### Actividad de Distribución

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
<b>107.049</b>	<b>115.255</b>	<b>-7,1</b>	<b>Distribución de gas (GWh)</b>	<b>334.583</b>	<b>352.260</b>	<b>-5,0</b>
37.193	37.341	-0,4	Europa	133.778	130.898	2,2
37.193	37.341	-0,4	ATR <sup>2</sup>	133.778	130.898	2,2
69.856	77.914	-10,3	Latinoamérica	200.805	221.362	-9,3
41.685	48.026	-13,2	Venta de gas a tarifa	116.588	132.844	-12,2
28.171	29.888	-5,7	ATR	84.217	88.518	-4,9
<b>17.146</b>	<b>16.853</b>	<b>1,7</b>	<b>Distribución de electricidad (GWh)</b>	<b>51.832</b>	<b>51.237</b>	<b>1,2</b>
8.532	8.251	3,4	Europa	25.783	25.797	-0,1
628	630	-0,3	Ventas de electricidad a tarifa	1.945	1.988	-2,2
7.904	7.621	3,7	ATR	23.838	23.809	0,1
8.614	8.602	0,1	Latinoamérica	26.049	25.440	2,4
8.060	8.130	-0,9	Venta de electricidad a tarifa	24.385	24.036	1,5
554	472	17,4	ATR	1.664	1.404	18,5
<b>3.411</b>	<b>3.486</b>	<b>-2,2</b>	<b>Transmisión de electricidad (GWh)</b>	<b>10.942</b>	<b>10.932</b>	<b>0,1</b>
3.411	3.486	-2,2	Latinoamérica	10.942	10.932	0,1
-	-	-	<b>Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/09)</b>	<b>13.460</b>	<b>13.046</b>	<b>3,2</b>
-	-	-	Europa	5.769	5.687	1,4
-	-	-	Latinoamérica	7.691	7.359	4,5
-	-	-	<b>Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/09)</b>	<b>10.805</b>	<b>10.578</b>	<b>2,1</b>
-	-	-	Europa	4.573	4.543	0,7
-	-	-	Latinoamérica	6.232	6.035	3,3
-	-	-	<b>TIEPI en España (minutos)<sup>3</sup></b>	<b>35</b>	<b>33</b>	<b>6,1</b>

#### Actividad de Gas

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
<b>70.786</b>	<b>71.442</b>	<b>-0,9</b>	<b>Comercialización mayorista (GWh)</b>	<b>213.010</b>	<b>214.872</b>	<b>-0,9</b>
38.547	39.209	-1,7	España	111.383	117.603	-5,3
32.239	32.233	0,0	Resto ventas de gas	101.627	97.269	4,5
<b>1.578</b>	<b>2.225</b>	<b>-29,1</b>	<b>Comercialización minorista (GWh)</b>	<b>20.313</b>	<b>22.021</b>	<b>-7,8</b>
<b>30.940</b>	<b>31.056</b>	<b>-0,4</b>	<b>Transporte de gas-EMPL (GWh)</b>	<b>83.239</b>	<b>82.210</b>	<b>1,3</b>

<sup>2</sup> Acceso Terceros a la Red (energía distribuida). Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

<sup>3</sup> Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.

## Actividad de Electricidad

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
<b>12.012</b>	<b>13.836</b>	<b>-13,2</b>	<b>Energía eléctrica producida (GWh)</b>	<b>33.434</b>	<b>36.923</b>	<b>-9,4</b>
7.307	9.028	-19,1	España	20.073	23.690	-15,3
6.825	8.631	-20,9	Generación	18.095	22.212	-18,5
447	317	41,0	Hidráulica	3.691	2.141	72,4
1.225	1.207	1,5	Nuclear	3.329	3.326	0,1
2.111	2.843	-25,7	Carbón	3.047	5.814	-47,6
3.042	4.264	-28,7	Ciclos combinados	8.028	10.931	-26,6
482	397	21,4	Renovable y cogeneración	1.978	1.478	33,8
4.705	4.808	-2,1	Global Power Generation	13.361	13.233	1,0
4.072	4.198	-3,0	México (CC)	11.580	11.412	1,5
135	150	-10,0	México (eólico)	522	604	-13,6
134	129	3,9	Costa Rica (hidráulica)	304	266	14,3
28	13	-	Panamá (hidráulica)	61	45	35,6
276	286	-3,5	República Dominicana (fuel)	761	812	-6,3
60	32	87,5	Kenia (fuel)	133	94	41,5
-	-	-	<b>Capacidad de generación eléctrica (MW)</b>	<b>15.416</b>	<b>14.847</b>	<b>3,8</b>
-	-	-	España	12.714	12.145	4,7
-	-	-	Generación	11.569	11.226	3,1
-	-	-	Hidráulica	1.954	1.954	-
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Carbón	2.010	2.065	-2,7
-	-	-	Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
-	-	-	Renovable y cogeneración	1.145	919	24,6
-	-	-	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:

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
5.337	6.189	-13,8	Importe neto de la cifra de negocios	16.746	19.605	-14,6
1.183	1.287	-8,1	EBITDA	3.640	3.907	-6,8
665	789	-15,7	Beneficio de explotación	2.112	2.411	-12,4
-214	-226	-5,3	Resultado financiero	-629	-676	-7,0
13	-13	-	Resultado método de participación	2	-6	-
-109	-133	-18,0	Impuesto sobre beneficios	-349	-421	-17,0
-84	-92	-8,7	Participaciones no dominantes	-250	-245	2,0
285	343	-16,9	Resultado neto	930	1.094	-15,0

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

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 permanecerá 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<sup>4</sup>. La mencionada división fue aprobada por la Junta Extraordinaria de accionistas de Gasco, S.A. celebrada el 30 de marzo de 2016. 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 que la venta de las acciones de Gasco S.A. que poseía a través de sus filiales por un total de 160.197 millones de pesos chilenos (€220 millones), lo que ha supuesto una plusvalía neta de €4 millones, así como el éxito de la OPA sobre Gas Natural Chile, S.A. que ha supuesto la adquisición de un 37,88% adicional del capital de Gas Natural Chile, S.A., 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. ha pasado a ser del 94,50%.

Por otro lado, en julio de 2016 se comunicó el inicio de las acciones de reestructuración societaria del Grupo CGE con el objetivo de simplificar la estructura y separar las líneas de negocio, cuyo primer paso ha consistido en la fusión de Compañía General de Electricidad, S.A. con Gas Natural Fenosa Chile, S.A., materializada en agosto de 2016. Posteriormente, el 14 de octubre de 2016 se ha aprobado la división de CGE en dos sociedades, Compañía General de Electricidad, S.A. que aglutina los activos del negocio eléctrico y CGE Gas Natural, S.A., a la que se han asignado todos los activos que conforman el negocio del gas.

#### Ejercicio 2016

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.

Por otro lado, 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 ha materializado en julio de 2016, generándose para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de €21 millones.

<sup>4</sup> Los activos netos del negocio de GLP fueron considerados a 31 de diciembre de 2015 como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta en aplicación de la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas". Por otro lado, se consideró que se trataba de una operación interrumpida por lo que se presenta en la cuenta de resultados el resultado de las operaciones interrumpidas en una única línea separada del resto y se re-expresa la información comparativa.



Adicionalmente, con fecha 29 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa, a través de la sociedad Aprovevisionadora Global de Energía (AGESA), filial de Gas Natural Chile, S.A., firmó con Enagás un acuerdo de venta del 20,0% de la participación en GNL Quintero, S.A. (Chile), por \$200 millones (€177 millones). El cierre de la operación está previsto en la primera quincena de noviembre de 2016 y supondrá la obtención de una plusvalía neta de impuestos de €50 millones, sujeta a ajuste por dividendos, por la participación patrimonial de Gas Natural Fenosa una vez considerada la adquisición adicional resultante de la OPA mencionada anteriormente. La venta de esta participación no afecta al acceso a mercados finales, ya que Gas Natural Fenosa conserva los contratos de importación de gas natural y de capacidad de regasificación, así como los eventuales derechos de obtener nueva capacidad en futuras ampliaciones de la planta.

Finalmente, con fecha 29 de julio de 2016 Gas Natural Fenosa ha cerrado la compra del 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%.

## Ejercicio 2015

En 2015 las principales variaciones fueron las correspondientes a la enajenación en julio de 2015 de la participación del 44,9% de la sociedad de distribución eléctrica Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A. y a la adquisición en octubre de 2015 del 100% de la sociedad de energía renovable Gecal Renovables, S.A.

Además, si bien se trata de una transmisión sin pérdida de control y que por tanto continúa integrándose por integración global, en octubre de 2015 se produjo una variación en el porcentaje de participación de Global Power Generation, S.A. (GPG), sociedad que integra los activos de generación internacional de Gas Natural Fenosa, que pasó del 100% al 75%, como consecuencia de un acuerdo con Kuwait Investment Authority (KIA) para convertirse en socio con el 25% de GPG.

## 2.2. Análisis de resultados

### 2.2.1. Importe neto de la cifra de negocios

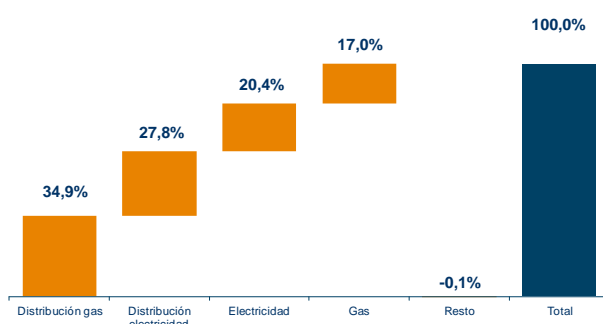
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de septiembre de 2016 asciende a €16.746 millones y registra un descenso del 14,6% respecto al mismo período del año anterior, en gran medida debido a la disminución de los precios de las *commodities* en comparación con los del mismo período del año anterior.

### 2.2.2. EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del período enero-septiembre del año 2016 disminuye en €267 millones y alcanza los €3.640 millones, con una disminución del 6,8% respecto al período enero-septiembre de 2015, una vez re-expresado por discontinuidad del negocio de gas licuado del petróleo en Chile.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el EBITDA del período enero-septiembre de 2016 de €117 millones respecto al período enero-septiembre de 2015, causado fundamentalmente por la depreciación del peso colombiano y del real brasileño en el primer semestre de este año.

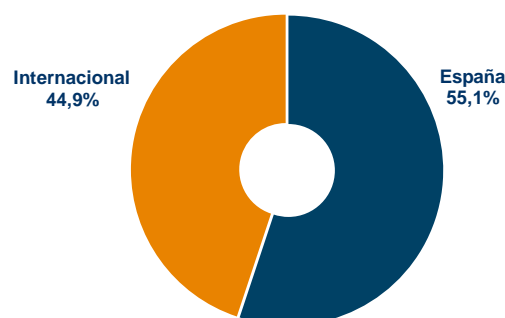
### Contribución al EBITDA por actividades



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 34,9% del total consolidado. Le siguen, la actividad de distribución de electricidad con un 27,8%, la actividad de electricidad (fundamentalmente en España) con un 20,4% y la actividad de gas con un 17,0%.

### Contribución al EBITDA por zona geográfica

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye en un 14,2% y representa un 44,9% del total consolidado frente a un 48,7% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España aumenta un 0,1% y aumenta su peso relativo en el total consolidado al 55,1%.



Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de septiembre de 2016 ascienden a €1.305 millones y registran una ligera disminución, del 0,2% respecto al año anterior, básicamente como consecuencia de la evolución de los tipos de cambio.

Las provisiones por morosidad se sitúan en €223 millones frente a €193 millones en el período enero-septiembre de 2015, registrando un aumento del 15,5%.

El resultado de explotación del período enero-septiembre de 2016 ha disminuido en €299 millones respecto del mismo período del año anterior, situándose en €2.112 millones, lo que supone una disminución del 12,4% respecto al año anterior.

#### 2.2.3. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

3T16	3T15	(€ millones)	9M16	9M15
-192	-206	Coste deuda financiera neta	-566	-620
-26	-25	Otros gastos/ingresos financieros	-75	-66
4	5	Ingreso financiero Costa Rica	12	10
<b>-214</b>	<b>-226</b>	<b>Resultado financiero</b>	<b>-629</b>	<b>-676</b>

El coste de la deuda financiera neta del período enero-septiembre del ejercicio 2016 asciende a €566 millones, inferior al mismo período del año anterior debido a una notable reducción del volumen de deuda media, así como a los márgenes y tipos de interés de referencia.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 4,3%, con el 74% de la deuda a tipo fijo.

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

#### 2.2.4. Resultado de entidades por el método de participación

En el período enero-septiembre de 2016 el resultado de entidades por el método de participación es de €2 millones frente a -€6 millones en el período enero-septiembre de 2015. Las partidas más relevantes son la aportación positiva de €33 millones de Ecoeléctrica en Puerto Rico y el subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de -€48 millones e incorpora la plusvalía por la venta de Planta de regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas) por €21 millones.

#### 2.2.5. Impuesto sobre beneficios

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

La tasa efectiva al 30 de septiembre de 2016 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual es del 23,5% frente a un 24,3% en el mismo período del año anterior.

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

#### 2.2.6. Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 30 de septiembre de 2016 asciende a -€250 millones, frente a -€245 millones en el mismo periodo del año anterior debido básicamente al incremento de GPG por la incorporación de KIA con un 25% de participación.

#### 2.2.7. Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a €930 millones, con una disminución del 15,0% frente al obtenido en 2015. Considerando la mencionada venta del 20% en GNL Quintero, el resultado neto del período descendería solo un 10,4%.

## 3. Balance de situación y Fondos generados

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

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
214	-1.201	-	Inmovilizado material e intangible	34.430	34.058	1,1
312	-706	-	Deuda financiera neta	16.144	16.031	0,7
-531	-286	85,7	Patrimonio neto	18.262	18.124	0,8
-98	-152	-35,5	Patrimonio neto atribuido	14.477	14.431	0,3

### 3.1. Inversiones

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

(€ millones)	9M16	9M15	%
Inversiones materiales e intangibles	1.294	1.044	23,9
Inversiones financieras	366	92	-
<b>Total inversiones brutas</b>	<b>1.660</b>	<b>1.136</b>	<b>46,1</b>
Desinversiones y otros	-269	-145	85,5
<b>Total inversiones netas</b>	<b>1.391</b>	<b>991</b>	<b>40,4</b>

Las inversiones materiales e intangibles en el período enero-septiembre de 2016 alcanzan los €1.294 millones, con un incremento del 23,9% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por la adquisición de un nuevo buque metanero en septiembre de 2016.

Sin considerar la inversión de €206 millones en el buque metanero, que ha sido adquirido en régimen de arrendamiento financiero, las inversiones materiales e intangibles se situarían en €1.088 millones lo que supondría un incremento del 4,2%, básicamente por el aumento de las inversiones en distribución de electricidad.

Las inversiones financieras en 2016 corresponden fundamentalmente a la adquisición adicional del 37,88% de Gas Natural Chile (€306 millones) y a la adquisición de varias participadas entre las que destaca la mencionada adquisición de Vayu.

Las desinversiones y otros en 2016 corresponden básicamente a la mencionada venta de las acciones de Gasco S.A. que Gas Natural Fenosa poseía a través de sus filiales por un total de €220 millones.

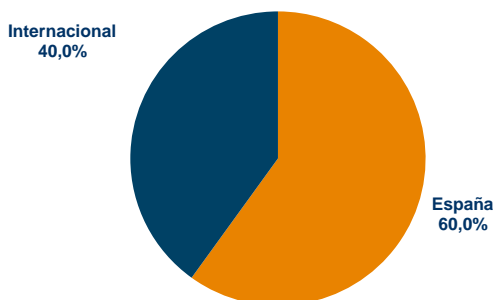
### Inversiones materiales e intangibles por actividades

(€ millones)	9M16	% contribución	9M15	% contribución	% variación
Distribución gas	473	36,6	473	45,3	-
España	264	20,4	251	24,0	5,2
Italia	20	1,5	15	1,4	33,3
Latinoamérica	189	14,6	207	19,8	-8,7
Distribución electricidad	415	32,1	355	34,0	16,9
España	167	12,9	143	13,7	16,8
Moldavia	5	0,4	4	0,4	25,0
Latinoamérica	243	18,8	208	19,9	16,8
Gas	230	17,8	30	2,9	-
Infraestructuras	211	16,3	7	0,7	-
Aprovisionamientos y comercialización	19	1,5	23	2,2	-17,4
Electricidad	115	8,9	105	10,1	9,5
España	62	4,8	66	6,3	-6,1
Global Power Generation	53	4,1	39	3,7	35,9
Resto	61	4,7	81	7,8	-24,7
<b>Total inversiones materiales e intangibles</b>	<b>1.294</b>	<b>100,0</b>	<b>1.044</b>	<b>100,0</b>	<b>23,9</b>

La actividad de distribución de gas representa el 36,6% del total consolidado, siendo el mayor foco inversor y manteniéndose en línea con el mismo periodo del año anterior. Sin considerar la inversión en infraestructura, que incrementa debido la contratación de un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero en septiembre de 2016, el mayor crecimiento lo experimenta la inversión en distribución de electricidad (+16,9%) y contribuye en un 32,1% al total inversión consolidada.

### Inversiones materiales e intangibles por zona geográfica

En el ámbito geográfico, las inversiones en España aumentan en un 47,5% y representan un 60,0% del total, frente a un 50,4% en el mismo período del año anterior por la contratación de un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero en septiembre de 2016. Sin este impacto las inversiones en España aumentarían un 8,4% y representarían un 52,4% del total.



Por su lado, las inversiones en el exterior se mantienen respecto al mismo período del año anterior y suponen un peso sobre el total del 40,0% (47,6% sin considerar la inversión en el nuevo buque) frente a un 49,6% en el mismo período del año anterior.

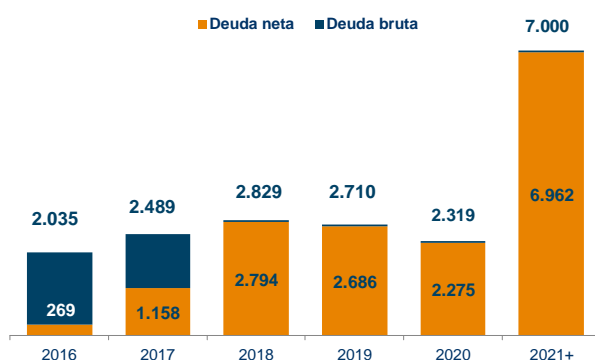
## 3.2. Deuda y gestión financiera

### 3.2.1. Deuda financiera

A 30 de septiembre de 2016 la deuda financiera neta alcanza los €16.144 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 46,9% (€16.031 millones y 46,9% a 30 de septiembre de 2015).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de septiembre de 2016 en 3,2x y en 6,4x, respectivamente, lo que supone mantener los fundamentales parecidos a los del trimestre anterior.

### Vencimiento de la deuda financiera (€ millones)



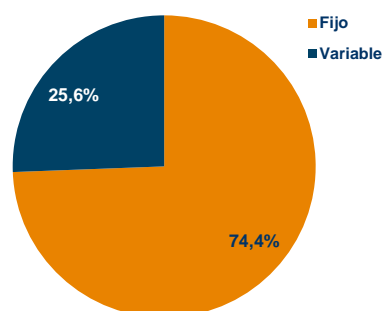
En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 91,1% tiene vencimiento igual o posterior al año 2018. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,0 años.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta y bruta de Gas Natural Fenosa a 30 de septiembre de 2016. La deuda bruta asciende a 19.382 millones.

El 7,4% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 92,6% 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 30 de septiembre de 2016 y su peso relativo sobre el total:

(€ millones)	30/09/16	%
EUR	12.602	78,1
CLP	1.549	9,6
US\$	861	5,3
COP	555	3,4
MXN	273	1,7
BRL	289	1,8
Otras	15	0,1
<b>Total deuda financiera neta</b>	<b>16.144</b>	<b>100,0</b>

### 3.2.2. Liquidez

A 30 de septiembre de 2016 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €10.842 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	7.458	338	7.120
Líneas de crédito no comprometidas	667	140	527
Préstamos no dispuestos	53	-	53
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	3.142
<b>Total</b>	<b>8.178</b>	<b>478</b>	<b>10.842</b>

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de septiembre de 2016 se sitúan en €5.112 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €2.795 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 €1.817 millones.

### 3.2.3. Principales operaciones financieras

Continuando con la política financiera de fortalecer la posición de liquidez y gestionar el perfil de vencimientos de la deuda, durante el ejercicio 2016 se ha acudido al mercado de capitales a través de la emisión de bonos (€600 millones a 10 años bajo el programa EMTN y €300 millones a 5 años mediante emisión privada).

Con el mismo objetivo, durante el período se han renegotiado operaciones bilaterales bancarias así como se ha contratado nuevos créditos.

En septiembre de 2016 se ha dispuesto del préstamo concedido por el BEI por €600 millones, destinado a la financiación de inversiones en el negocio de distribución de gas en España.

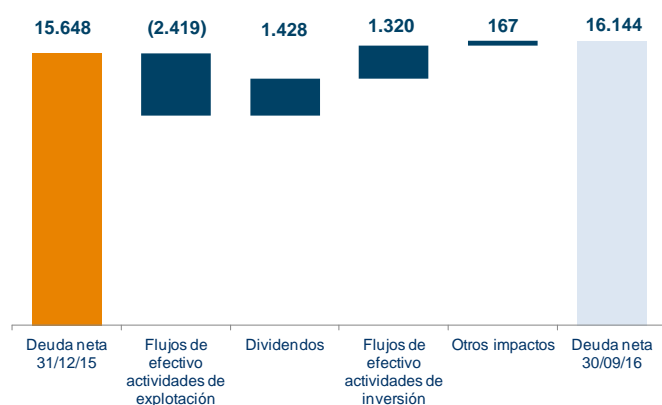
### 3.2.4. Calificación crediticia

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 período enero-septiembre de 2016 han sido los siguientes:



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

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

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

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

A 30 de septiembre de 2016 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €18.262 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €14.477 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.

Sin producirse ninguna modificación en la definición de los segmentos de Gas Natural Fenosa respecto al pasado ejercicio, se presentan los negocios de CGE dentro de distribución gas Latinoamérica y distribución electricidad Latinoamérica en línea con la información de gestión interna.

### 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.).

##### 4.1.1.1. Resultados

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
303	307	-1,3	Importe neto de la cifra de negocios	884	898	-1,6
-3	-	-	Aprovisionamientos	-12	-10	20,0
-22	-20	10,0	Gastos de personal, neto	-61	-57	7,0
-49	-58	-15,5	Otros gastos/ingresos	-158	-166	-4,8
<b>229</b>	<b>229</b>	-	<b>EBITDA</b>	<b>653</b>	<b>665</b>	<b>-1,8</b>
-71	-71	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-215	-217	-0,9
-1	-2	-50,0	Provisiones de morosidad	-1	-2	-50,0
<b>157</b>	<b>156</b>	<b>0,6</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>437</b>	<b>446</b>	<b>-2,0</b>

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €884 millones, inferior en €14 millones respecto al mismo período del año anterior, disminución en parte asociada a la actividad de inspección reglamentaria por menor volumen de operaciones a realizar en el ejercicio según programación prevista; el paso de la obligatoriedad de la inspección de 4 a 5 años regulada en el ejercicio 2006, provoca que el año 2016 sea un año valle con menor número de inspecciones. Con ello el EBITDA disminuye en un 1,8%.

##### 4.1.1.2. Principales magnitudes

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

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
36.841	37.007	-0,4	Ventas - ATR (GWh)	131.237	128.091	2,5
96	836	-88,5	Red de distribución (km)	51.790	50.463	2,6
9	-20	-	Incremento de puntos de suministro, en miles	45	5	-
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	5.311	5.231	1,5

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 2,5% (+3.146 GWh).



La demanda residencial se mantiene por encima con un crecimiento del 2% (+702 GWh) asociado al mayor consumo del segundo trimestre.

La demanda en el mercado industrial menor a 60 bares presenta una recuperación sostenida con un incremento del 2% (+1.375 GWh). La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares ha crecido un 3% (+1.069 GWh).

La red de distribución se incrementa 1.327 km en los doce últimos meses y ha permitido la gasificación de 31 nuevos municipios en 2016, alcanzando un total de 1.217 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.311 mil puntos de suministro, con un crecimiento del 1,5%.

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

El pasado 28 de julio de 2016 la CNMC aprobó la transmisión de estos activos de propano canalizado. Esta transmisión se hará efectiva durante el último trimestre del 2016 sujeta a que se obtenga la autorización administrativa expresa de algunas Comunidades Autónomas.

#### 4.1.2. Italia

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

##### 4.1.2.1. Resultados

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
21	22	-4,5	Importe neto de la cifra de negocios	64	68	-5,9
-1	-	-	Aprovisionamientos	-1	-	-
-3	-2	50,0	Gastos de personal, neto	-9	-8	12,5
-2	-3	-33,3	Otros gastos/ingresos	-10	-10	-
<b>15</b>	<b>17</b>	<b>-11,8</b>	<b>EBITDA</b>	<b>44</b>	<b>50</b>	<b>-12,0</b>
-6	-7	-14,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-18	-20	-10,0
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
<b>9</b>	<b>10</b>	<b>-10,0</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>26</b>	<b>30</b>	<b>-13,3</b>

El EBITDA alcanza los €44 millones, con una disminución del 12,0% respecto al mismo período del año anterior. La reducción se debe fundamentalmente a la menor remuneración por actualización del WACC reconocido por el regulador italiano como consecuencia de la reducción de la tasa libre de riesgo.

##### 4.1.2.2. Principales magnitudes

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
352	334	5,4	Ventas - ATR (GWh)	2.541	2.807	-9,5
16	19	-15,8	Red de distribución (km)	7.226	7.143	1,2
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	458	456	0,4

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.541 GWh, con una disminución del 9,5% respecto al año 2015 por una climatología no favorable.

La red de distribución al 30 de septiembre de 2016 asciende a 7.226 km, con un aumento de 83 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 458.386 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

### 4.1.3. Latinoamérica

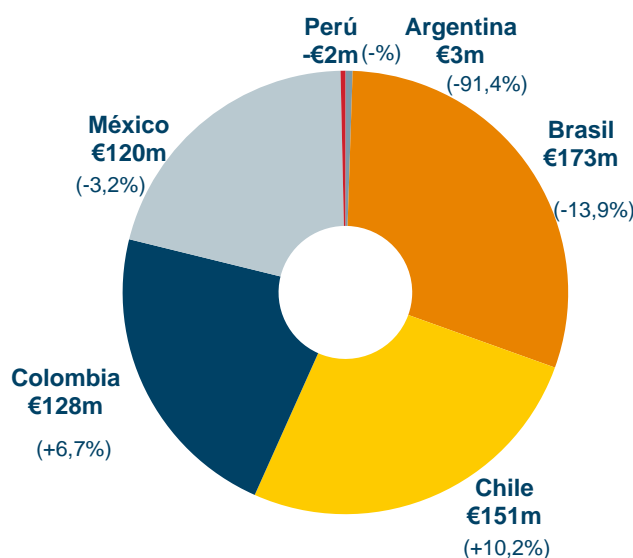
Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

#### 4.1.3.1. Resultados

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
851	1.005	-15,3	Importe neto de la cifra de negocios	2.616	3.060	-14,5
-550	-704	-21,9	Aprovisionamientos	-1.735	-2.136	-18,8
-31	-31	-	Gastos de personal, neto	-91	-96	-5,2
-74	-67	10,4	Otros gastos/ingresos	-217	-213	1,9
<b>196</b>	<b>203</b>	<b>-3,4</b>	<b>EBITDA</b>	<b>573</b>	<b>615</b>	<b>-6,8</b>
-38	-44	-13,6	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-117	-134	-12,7
-6	-5	20,0	Provisiones de morosidad	-19	-16	18,8
<b>152</b>	<b>154</b>	<b>-1,3</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>437</b>	<b>465</b>	<b>-6,0</b>

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €2.616 millones y registra un descenso del 14,5%, afectado por la devaluación de las principales monedas latinoamericanas.

#### EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA alcanza los €573 millones, lo que supone un descenso del 6,8% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (-37,2%), México (-13,8%), Colombia (-13,8%), Brasil (-9,8%) y Chile (-4,7%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA se incrementaría en un 5,0%.

El gráfico adjunto muestra el detalle del EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus variaciones respecto a 2015.

La aportación de Brasil representa un 30,2% del EBITDA, su disminución respecto al año anterior responde, principalmente, al efecto de tipo de cambio comentado, descontando este efecto, el EBITDA disminuiría en un 3,0%.

El escenario de fuerte desaceleración económica del país ha supuesto menores ventas del mercado industrial y, adicionalmente, los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas han resultado muy inferiores como consecuencia de las abundantes lluvias de los últimos meses que han elevado el nivel de los embalses. Como contrapartida, las ventas del mercado doméstico/comercial superan un 6,8% las registradas en el mismo período del año anterior.

El EBITDA de México representa un 20,9% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el EBITDA de México se incrementa un 11,4%, con un crecimiento en ventas del 4,3% con incrementos en volumen y margen en todos los mercados.

Aislado el efecto del tipo de cambio, el EBITDA de Colombia incrementa un 20,2% frente al año anterior debido principalmente al mayor margen de comercialización obtenido en el mercado secundario tanto por mayores precios de venta como por mayor volumen vendido en dicho mercado. Este comportamiento positivo en el mercado secundario se ha producido por los efectos del fenómeno del Niño que provocaron una fuerte caída de la generación hidráulica durante el primer trimestre del año.

El EBITDA aportado por Chile alcanza €151 millones (+13,9% sin efecto tipo de cambio) y representa el 26,4% del total registrado en Latinoamérica. Dicho importe muestra un incremento respecto al mismo período del ejercicio anterior de €20 millones sin considerar el efecto de tipo de cambio.

El EBITDA de Argentina, aislando el impacto negativo del tipo de cambio, disminuye un 55,0%, debido al retraso hasta el 7 de octubre de 2016 en la aplicación del nuevo cuadro tarifario al mercado residencial. Se ha solicitado al Estado Nacional un ingreso por Asistencia Económica para compensar dicho efecto. En los primeros nueve meses del año se registró un mayor volumen de ventas en el mercado Doméstico/Comercial (+17,4%), dado que las temperaturas fueron inferiores a las del mismo período del año anterior.

#### 4.1.3.2. Principales magnitudes

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
69.856	77.914	-10,3	Ventas actividad de gas (GWh)	200.805	221.362	-9,3
41.685	48.026	-13,2	Ventas de gas a tarifa	116.588	132.844	-12,2
28.171	29.888	-5,7	ATR	84.217	88.518	-4,9
912	636	43,4	Red de distribución (km)	82.778	79.382	4,3
90	73	23,3	Incremento de puntos de suministro, en miles	243	226	7,5
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	7.691	7.359	4,5

Las principales magnitudes físicas por países en el período enero-septiembre de 2016 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	52.497	53.190	35.519	21.012	38.587	200.805
Incremento vs. 9M 2015 (%)	-0,8	-32,2	6,4	7,1	4,3	-9,3
Red de distribución (km)	26.015	7.372	6.932	21.736	20.723	82.778
Incremento vs. 30/09/2015 (km)	1.416	325	105	435	1.115	3.396
Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	1.627	1.024	575	2.833	1.632	7.691
Incremento vs. 30/09/2015, en miles	22	52	18	123	117	332

A 30 de septiembre de 2016 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.690.867 clientes. Con un crecimiento interanual de 332 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 200.805 GWh, inferiores a las registradas en 2015 por menores ventas en el mercado de generación en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 3.396 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 82.778 km a finales de septiembre de 2016, lo que representa un crecimiento del 4,3%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 1.115 km y en Colombia con 435 km.

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

- En Argentina, el 1 de abril de 2016 se aprueban nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir de tal fecha, que incluyen tarifas plenas, tarifas para los clientes con ahorro superior al 15% respecto al año anterior y una tarifa social. El Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENARGAS para llevar adelante el proceso de revisión tarifaria integral (RTI) en el plazo de un año. Con el incremento de tarifas otorgado se iniciaba la normalización de los ingresos de la compañía.

Si bien no hubo un rechazo inicial relevante, la coincidencia con un mes de mayo anormalmente frío provocó el incremento excesivo de las facturas, y ocasionó que se pidieran órdenes cautelares de

paralización de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios en todo el país. Las razones esgrimidas fueron la falta de Audiencia Pública, trámite administrativo no vinculante pero necesario.

El 7 de julio de 2016 la Cámara Federal de La Plata dictó un fallo, con alcance nacional, por el que se declaran nulos los nuevos cuadros tarifarios vigentes desde el 1 de abril de 2016 y se ordena retrotraer la situación tarifaria a la existente previa a esa fecha. Como respuesta a esta acción el Gobierno presentó un Recurso Extraordinario ante la Cámara Federal de La Plata, encaminado a la no aplicación del fallo de dicha Cámara hasta que la Corte Superior se pronuncie.

En el mes de agosto se confirmó la nulidad de los cuadros tarifarios del 1 de abril de 2016 respecto a los clientes residenciales. El 16 de septiembre de 2016 se convocaron Audiencias Públicas como paso previo a la publicación de unas nuevas tarifas.

Finalmente, el 7 de octubre de 2016 el Gobierno argentino ha hecho oficial un nuevo cuadro tarifario a aplicar a todos los clientes desde esa misma fecha. En paralelo, se ha solicitado al Estado Nacional un ingreso por Asistencia Económica que compense el retraso en la aplicación de las tarifas iniciales (1 de abril de 2016).

Por otro lado, se mantiene el esfuerzo de contención de gastos ante un escenario de alta inflación (40% anual).

- › En Brasil, el incremento neto de clientes en el mercado doméstico-comercial alcanza un 10,1% respecto al mismo período del año anterior, especialmente en el de nueva edificación, al haberse adelantado acciones comerciales con motivo de los Juegos Olímpicos. Las ventas se reducen un 32,2%; la crisis económica impacta en la caída de las ventas del mercado industrial (-12,9%) y de los mercados de generación y ATR (-43,0%), por una menor utilización de las térmicas al situarse el nivel de agua de los pantanos en cotas superiores al año anterior (40,13%). Como contrapartida, los mercados residencial y comercial, que son los que mayor margen aportan, crecen un 6,8% y el mercado GNV un 3,3% por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos.
- › En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 7,2% debido principalmente al mayor volumen industrial (+14,0%) por las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico-comercial alcanza los 88.421 clientes en el período, experimentando un aumento del 17,9% respecto al mismo período de 2015 principalmente por mayores puestas en servicio por Nueva Edificación y por saturación.

Los negocios no regulados de Colombia presentan una evolución positiva frente a 2015, con un incremento del 19,8% en el margen aportado, especialmente en soluciones energéticas, con un aumento del 14,3% en contratos en operación. En el mercado residencial y pymes destaca el crecimiento en el número de aparatos vendidos, que alcanza el 33,9%.

- › En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento. Las ventas de gas crecen en todos los mercados, destacando un incremento del 3,0% en el mercado doméstico/comercial y un 7,1% y 2,7% en los sectores industrial y ATR respectivamente.

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

- › En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 18.562 conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (3,2%) e industrial (0,9%) respecto al período de enero-septiembre de 2015. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento industrial (21,4%) y residencial-comercial (8,5%), mientras que los ATR presentan un crecimiento de 6,6% respecto al mismo período del ejercicio anterior.
- › En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos, se espera el inicio de operaciones en el primer semestre de 2017.

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

## 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

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
211	218	-3,2	Importe neto de la cifra de negocios	627	627	-
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-1	-
-22	-22	-	Gastos de personal, neto	-67	-68	-1,5
-35	-34	2,9	Otros gastos/ingresos	-103	-107	-3,7
<b>154</b>	<b>162</b>	<b>-4,9</b>	<b>EBITDA</b>	<b>457</b>	<b>451</b>	<b>1,3</b>
-55	-54	1,9	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-165	-161	2,5
-	-1	-100,0	Provisiones de morosidad	-	-1	-100,0
<b>99</b>	<b>107</b>	<b>-7,5</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>292</b>	<b>289</b>	<b>1,0</b>

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

El EBITDA del tercer trimestre de 2016 alcanza los €457 millones con un aumento del 1,3% con respecto al mismo período de 2015. El importe neto de la cifra de negocio es de €627 millones, en línea con el mismo período de 2015, por aplicación de los RD anteriormente citados y el devengo de las inversiones puestas en servicio.

#### 4.2.1.2. Principales magnitudes

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
7.904	7.621	3,7	Ventas - ATR (GWh)	23.838	23.809	0,1
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	3.697	3.679	0,5
-	-	-	TIEPI (minutos)	35	33	6,1

Se produce un crecimiento de la energía suministrada en este último trimestre favorecido por las altas temperaturas de los meses de verano. El mes de septiembre cierra en valores de crecimiento del +0,1% y ligeramente por encima de la demanda de distribución nacional que se situó en septiembre de 2016 en 185.232 GWh lo que supone un crecimiento nulo (0,1%) según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en el tercer trimestre de 2016 y registran un incremento neto interanual de 17.373 puntos.

También se produce una buena evolución del TIEPI en el último trimestre sin incidencias relevantes. El valor acumulado se sitúa por encima del año anterior penalizado principalmente en el mes de enero y primera quincena de febrero del presente año por los fuertes temporales de viento y lluvia en la zona de Galicia, más afectada por su orografía.

#### 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

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
49	57	-14,0	Importe neto de la cifra de negocios	168	186	-9,7
-35	-46	-23,9	Aprovisionamientos	-121	-149	-18,8
-2	-2	-	Gastos de personal, neto	-5	-5	-
-2	-3	-33,3	Otros gastos/ingresos	-7	-8	-12,5
<b>10</b>	<b>6</b>	<b>66,7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>35</b>	<b>24</b>	<b>45,8</b>
-1	-1	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-4	-4	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
<b>9</b>	<b>5</b>	<b>80,0</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>31</b>	<b>20</b>	<b>55,0</b>

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

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

##### 4.2.2.2. Principales magnitudes

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
628	630	-0,3	Ventas actividad de electricidad (GWh)	1.945	1.988	-2,2
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	876	864	1,4

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

- › La energía suministrada presenta un decremento del 2,2% en el periodo enero-septiembre de 2016 por una disminución del consumo debido a una climatología más favorable para este período en comparación con el mismo período del año anterior y por el descenso del crecimiento económico en el país.
- › Los puntos de suministro alcanzan los 875.601, lo que supone un crecimiento del 1,4% respecto al mismo período del 2015 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.
- › Se mantiene la evolución positiva de las pérdidas de red por las actuaciones realizadas para reducción de las mismas vía inversiones en las instalaciones y lucha contra el fraude de energía.

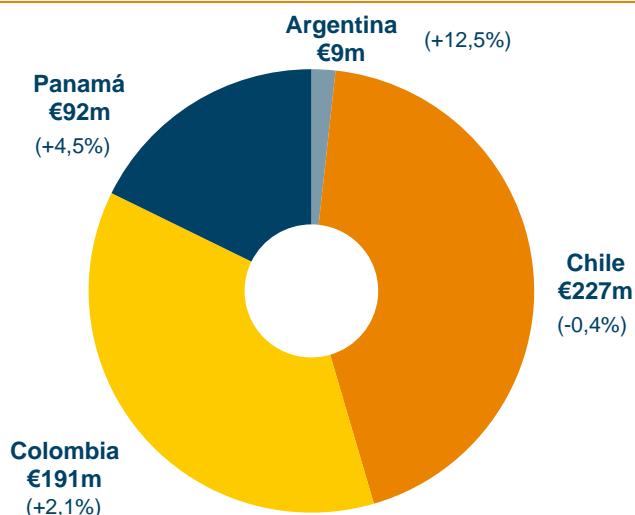
### 4.2.3. Latinoamérica

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

#### 4.2.3.1. Resultados

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
1.168	1.111	5,1	Importe neto de la cifra de negocios	3.473	3.419	1,6
-848	-817	3,8	Aprovisionamientos	-2.544	-2.500	1,8
-55	-45	22,2	Gastos de personal, neto	-155	-149	4,0
-86	-78	10,3	Otros gastos/ingresos	-255	-259	-1,5
<b>179</b>	<b>171</b>	<b>4,7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>519</b>	<b>511</b>	<b>1,6</b>
-43	-41	4,9	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-119	-117	1,7
-52	-28	85,7	Provisiones de morosidad	-137	-91	50,5
<b>84</b>	<b>102</b>	<b>-17,6</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>263</b>	<b>303</b>	<b>-13,2</b>

#### EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €519 millones con un aumento del 1,6% respecto al mismo período del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 9,0%.

El negocio de distribución de Colombia aporta €191 millones de EBITDA, lo que supone un aumento del 16,1% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este crecimiento responde fundamentalmente a los mayores ingresos por cargo de comercialización y al efecto de los mayores índices de actualización de los cargos tarifarios.

Sin efecto del tipo de cambio, las provisiones de Colombia se incrementan en €44 millones, principalmente por el crecimiento del importe puesta al cobro a los clientes como consecuencia de los aumentos de los ingresos del cargo de comercialización desde mayo de 2015 y de los precios de la energía por el fenómeno de El Niño, no habiendo sido acompañados por una evolución similar en los porcentajes de cobro registrados, lo cuales se han venido deteriorando en el último año. A 30 de septiembre de 2016 el importe total de facturas impagadas asciende a COP 4.074.328 millones (€1.259 millones) estando provisionado aproximadamente el 83%.

El EBITDA del año 2016 del negocio de Panamá alcanzó los €92 millones, mostrando un variación de 4,0% sin efecto tipo de cambio. Esta variación es motivada principalmente al efecto de la mayor demanda (+6,0%).

El EBITDA de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los €236 millones, registrando un incremento de €13 millones sin considerar efectos asociados al tipo de cambio. Dicho incremento se origina en el negocio de distribución eléctrica en Chile principalmente por el crecimiento de las ventas físicas, mayor actividad en servicio a terceros y reducción de gastos operacionales por ejecución de planes de eficiencia, junto con mayores retiros de energía en el sector de transmisión.

#### 4.2.3.2. Principales magnitudes

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
8.614	8.602	0,1	Ventas actividad de electricidad (GWh)	26.049	25.440	2,4
8.060	8.130	-0,9	Ventas de electricidad a tarifa	24.385	24.036	1,5
554	472	17,4	ATR	1.664	1.404	18,5
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	6.232	6.035	3,3

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 26.049 GWh, con un incremento del 2,4%, generado por el crecimiento de la demanda, fundamentalmente en Panamá y Colombia.

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

Las principales magnitudes físicas por países en el período enero-septiembre de 2016 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	1.444	10.724	10.087	3.794	26.049
Incremento vs. 9M 2015 (%)	4,6	1,4	2,0	5,4	2,4
Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	219	2.764	2.639	610	6.232
Incremento vs. 30/09/2015, en miles	4	73	83	37	197

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

#### Transmisión de electricidad en Chile

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
3.411	3.486	-2,2	Energía transportada (GWh)	10.942	10.932	0,1
-	-	-	Red de transporte (km)	3.528	3.495	0,9

La energía transportada en Chile registra un incremento de 0,1% respecto al mismo período del año anterior, en línea con la mayor demanda de electricidad durante los tres primeros trimestres del ejercicio. La red de transporte alcanzó a 3.528 km, presentando un incremento de 33 km en relación al cierre del tercer trimestre de 2015.



## 4.3. Gas

### 4.3.1. Infraestructuras

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

#### 4.3.1.1. Resultados

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
81	77	5,2	Importe neto de la cifra de negocios	240	234	2,6
-1	-	-	Aprovisionamientos	-2	-2	-
-2	-1	100,0	Gastos de personal, neto	-4	-3	33,3
-3	-3	-	Otros gastos/ingresos	-13	-13	-
<b>75</b>	<b>73</b>	<b>2,7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>221</b>	<b>216</b>	<b>2,3</b>
-22	-22	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-61	-61	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
<b>53</b>	<b>51</b>	<b>3,9</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>160</b>	<b>155</b>	<b>3,2</b>

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el periodo enero-septiembre de 2016 alcanza los €240 millones, con un aumento del 2,6%.

El EBITDA se eleva hasta los €221 millones, un 2,3% mayor que en el mismo período del año anterior debido principalmente al incremento del 3% de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa.

#### 4.3.1.2. Principales magnitudes

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

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
30.940	31.056	-0,4	Transporte de gas - EMPL (GWh)	83.239	82.210	1,3
10.766	9.889	8,9	Portugal-Marruecos	30.754	26.864	14,5
20.174	21.167	-4,7	España (Gas Natural Fenosa)	52.485	55.346	-5,2

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 83.239 GWh, un 1,3% superior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 52.485 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 30.754 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 contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa en los nueve primeros meses de 2016 ascienden a 6.182 GWh.

Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. En septiembre 2016 se ha iniciado la ejecución de uno de los proyectos que conforman las actuaciones de exploración, producción y almacenamiento que Gas Natural Fenosa tiene previsto realizar en los próximos años en el área del Valle del Guadalquivir. Los cuatro proyectos restantes se encuentran en distintas fases de tramitación.

### 4.3.2. Aprovisionamientos y comercialización

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

#### 4.3.2.1. Resultados

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
1.759	2.330	-24,5	Importe neto de la cifra de negocios	6.127	8.164	-25,0
-1.563	-2.120	-26,3	Aprovisionamientos	-5.499	-7.341	-25,1
-18	-17	5,9	Gastos de personal, neto	-55	-50	10,0
-57	-53	7,5	Otros gastos/ingresos	-175	-178	-1,7
<b>121</b>	<b>140</b>	<b>-13,6</b>	<b>EBITDA</b>	<b>398</b>	<b>595</b>	<b>-33,1</b>
-8	-7	14,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-21	-19	10,5
-10	-15	-33,3	Provisiones de morosidad	-33	-46	-28,3
<b>103</b>	<b>118</b>	<b>-12,7</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>344</b>	<b>530</b>	<b>-35,1</b>

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €6.127 millones y disminuye un 25,0% respecto al mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €398 millones lo que supone una disminución del 33,1% siguiendo la tendencia del ajuste de precios energéticos soportado durante el período.

#### 4.3.2.2. Principales magnitudes

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

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
70.786	71.442	-0,9	Suministro de gas (GWh)	213.010	214.872	-0,9
38.547	39.209	-1,7	España	111.383	117.603	-5,3
28.326	29.255	-3,2	Comercialización Gas Natural Fenosa	82.640	86.800	-4,8
10.221	9.954	2,7	Aprovisionamiento a terceros	28.743	30.803	-6,7
32.239	32.233	0,0	Internacional	101.627	97.269	4,5
15.309	14.713	4,1	Comercialización Europa	50.633	41.789	21,2
16.930	17.520	-3,4	Resto exterior	50.994	55.480	-8,1

#### Comercialización mayorista

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 213.010 GWh y disminuye un 0,9%, fundamentalmente por la comercialización de gas natural en España (-4,8%).

En un escenario de debilidad de la demanda por la climatología, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 111.383 GWh, un 5,3% inferior al mismo período del año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 101.627 GWh en el período de enero-septiembre de 2016 con un incremento del 4,5% con respecto al mismo período de 2015, destacando el impulso de la comercialización a cliente final en el resto de Europa.

En relación al mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, continúa el proceso de consolidación de productos DA (Day-Ahead: entrega física al día siguiente) y WD (Within Day: intradiario) con un incremento de la liquidez impulsada por la venta del gas de operación del sistema gasista, siendo Gas Natural Comercializadora una de las pocas empresas con participación activa en dicho mercado. En el tercer trimestre se ha realizado la primera transacción con productos BOM (Balance of Month: entrega física al resto de mes) y se sigue impulsando su liquidez a través de la venta del gas talón para las

infraestructuras y del gas colchón para llenado del almacenamiento subterráneo de Yela. Adicionalmente, durante el tercer trimestre Gas Natural Fenosa se ha dado de alta en la plataforma de contratación de capacidad gestionada por el GTS y la plataforma de garantías gestionada por MIBGAS con el objeto de adecuarse a los requisitos exigidos a partir del 1 de octubre con la entrada en vigor de la circular de balance y el nuevo sistema de asignación de capacidades.

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

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

Las ventas realizadas en Francia en el período de enero-septiembre de 2016 alcanzan los 33,4 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 8,4 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Italia donde ha vendido un volumen de 4,5 TWh a cierre del período.

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

Con fecha 29 de julio de 2016 Gas Natural Fenosa ha cerrado la compra del 100% de la comercializadora irlandesa de gas y electricidad Vayu Limited (Vayu), 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%.

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:

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
-	-	-	Contratos minoristas (España) (a 30/09)	11.643.708	11.827.004	-1,5
-	-	-	Contratos de energía	8.821.433	8.949.461	-1,4
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.822.275	2.877.543	-1,9
-	-	-	Contratos por cliente (España)	1,51	1,53	-1,3
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas (España)	55,5	57,5	-2,0 p.p.
1.577	2.225	-29,1	Comercialización minorista (GWh)	20.313	22.021	-7,8
1.355	1.999	-32,2	España	18.205	19.700	-7,6
222	226	-1,8	Italia	2.108	2.321	-9,2

En el mercado minorista Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 12,2 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 569.000 son en Italia.

En el mercado minorista en Italia, Gas Natural Fenosa tiene una cartera de 432.000 contratos de comercialización de gas y 47.000 contratos de comercialización de electricidad, siendo 24.000 de ellos clientes duales. Así mismo, 90.000 clientes tienen contratados servicios de mantenimiento.

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

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 1.082.000 nuevos contratos en 2016.

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

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

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 22.000 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 tercer trimestre de 2016 dispone de un total de 43 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 25 estaciones son de acceso público, mientras que 18 son de acceso privado.

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

### Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas<sup>5</sup> (integrada por el método de la participación) en el período enero-septiembre de 2016 ha alcanzado un volumen de 24.596 GWh frente a 25.172 GWh registrados en el mismo período del año anterior. Adicionalmente se ha gestionado un volumen de gas de 16.162 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 15.055 GWh en el período enero-septiembre de 2015.

<sup>5</sup> 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

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
1.326	1.517	-12,6	Importe neto de la cifra de negocios	3.899	4.354	-10,5
-962	-1.188	-19,0	Aprovisionamientos	-2.796	-3.270	-14,5
-35	-36	-2,8	Gastos de personal, neto	-103	-101	2,0
-152	-97	56,7	Otros gastos/ingresos	-447	-430	4,0
<b>177</b>	<b>196</b>	<b>-9,7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>553</b>	<b>553</b>	-
-124	-126	-1,6	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-387	-386	0,3
-11	-17	-35,3	Provisiones de morosidad	-31	-37	-16,2
<b>42</b>	<b>53</b>	<b>-20,8</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>135</b>	<b>130</b>	<b>3,8</b>

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €3.899 millones, con una disminución del 10,5% respecto al mismo período del año anterior y el EBITDA se eleva a €553 millones en línea con el EBITDA del mismo período del año anterior.

En el conjunto nacional la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el tercer trimestre del año los 64.186 GWh, un 0,4% superior a la del mismo trimestre de 2015, continuando la tendencia positiva del trimestre anterior. La evolución mensual del trimestre presenta unas variaciones de -6,9%, 2,0%, y 6,4%.

En el conjunto del año la demanda muestra un crecimiento del 0,1%. La demanda del año corregida por efecto de temperatura y laboralidad, presenta una disminución del 0,1%.

En el tercer trimestre de 2016, la máxima potencia horaria se alcanzó el 6 de septiembre con 40.329 MW, cifra superior a los 39.928 MW de máxima potencia correspondiente al mismo trimestre del año anterior (21 de julio de 2015), y más cercana que en años anteriores a los 40.934 MW de máxima de verano registrada en 2010.

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene importador (3.063 GWh) en el tercer trimestre del año, frente a los 606 GWh exportados en el mismo trimestre del año anterior. En los primeros nueve meses del año el saldo es de 6.785 GWh importados, frente a los 1.935 GWh exportados en el mismo período del año anterior, cifras afectadas, sin duda, por la entrada en explotación comercial en el mes de octubre de 2015 de la nueva interconexión con Francia y por los mayores precios del mercado en comparación con el resto de Europa.

El consumo de bombeo alcanzó en este trimestre 443 GWh, un 38,0% menos que en el mismo trimestre de 2015, en el que se bombearon 714 GWh. En el conjunto del año el consumo de bombeo alcanza los 3.916 GWh, un 22,4% más que en el período enero-septiembre de 2015, reflejo de los bajos precios del mercado en comparación con los del pasado año.

La generación neta nacional, con 61.974 GWh producidos, presenta una disminución del 5,7% en el tercer trimestre del año. En valores acumulados la disminución es del 4,0%.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior la generación renovable (incluyendo hidráulica) ha aumentado un 6,7%. En valores acumulados el incremento es del 12,7%, cubriendo en su conjunto el 44,3% de la demanda, cinco puntos más que en el mismo período de 2015.

La generación eólica ha aumentado en el trimestre un 4,8% respecto al mismo período del año anterior con aumentos del 13,4% y 11,2% en julio y agosto, y descenso del 10,9% en septiembre. A falta de un trimestre para completar el año, el aumento de producción eólica es del 4,8%. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 20,4%, casi un punto más que en 2015.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre un incremento del 8,3% con aumentos en las tecnologías solar térmica, 3,0%, solar fotovoltaica, 2,1%, y sobre todo en la hidráulica, principalmente

la hidráulica convencional que ha registrado un incremento en el trimestre del 7,4%. Por otro lado la térmica renovable presenta una disminución del 4,1%. En valores acumulados respecto a 2015 se aprecia en el año un aumento del 20,4% con disminuciones en todas las tecnologías excepto la hidráulica.

La energía hidráulica producible del tercer trimestre de 2016 viene caracterizada por un mes de julio medio, con una probabilidad del 49%, y agosto y septiembre extremadamente secos con probabilidades superiores al 99% respectivamente. En términos anuales, el 2016 se sigue calificando como muy húmedo, dado el mínimo peso que tiene el verano en este cálculo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 13%, es decir, estadísticamente 13 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado una disminución en el trimestre del 11,2% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con disminuciones en el carbón y ciclos y aumentos en la nuclear y la térmica no renovable. El hueco térmico ha disminuido en este trimestre un 24,9%, con una cobertura inferior en nueve puntos a la del mismo trimestre de 2015 (27,63% vs 36,9%). En términos acumulados la energía no renovable disminuye un 14,3% y el hueco térmico pasa de cubrir el 29,8% de los primeros nueve meses de 2015 al 19,6% en el mismo periodo de 2016.

La generación nuclear ha aumentado un 4,8% en el trimestre, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones. En el conjunto del año la producción nuclear aumenta un 2,6%.

La generación con carbón ha presentado una disminución del 28,4% en el trimestre, por lo que el descenso en lo que va de año es del 42,8%. La utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro durante 2016 ha sido del 22% frente al 43% de utilización del resto del carbón.

En el tercer trimestre de 2016 los ciclos combinados disminuyen su producción un 17,7% respecto al mismo período de 2015, llevando la disminución anual hasta el 16,4%. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del trimestre ha sido del 9,9%, 2,2 puntos por debajo de la del mismo trimestre de 2015. En lo que va de año la cobertura de esta tecnología es del 8,1%, 1,8 puntos menos que en 2015.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 4,5% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2015. En el año aumenta un 1,9%.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 42,30 €/MWh, 14,74 €/MWh por debajo del precio del mismo trimestre de 2015 y un 12,0% superior al precio del trimestre anterior. Los precios medios diarios se han mantenido estables, pero con tendencia a subir, oscilando en el trimestre entre los 30,86 €/MWh del 1 de julio y los 34,77 €/MWh del 30 de septiembre. En el conjunto del año el precio medio ponderado se sitúa en los 34,77 €/MWh, sensiblemente inferior a los 51,45 €/MWh que se daban en 2015 a estas fechas.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 45,59 \$/bbl de promedio en el segundo trimestre de 2016 hasta 45,86 \$/bbl (+0,6%) disminuyendo sensiblemente la recuperación iniciada a comienzos de año. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha aumentado casi 12 \$/t en el trimestre, pasando de 48,27 \$/t de media del segundo trimestre de 2016 a 60,02 \$/t en el tercer trimestre, con una clara tendencia de subida iniciada a mediados del segundo trimestre tras alcanzar valores mínimos mensuales en febrero. Los derechos de CO<sub>2</sub> (EUAs en Bluenext) se han situado de promedio en el trimestre en 4,54 €/t (vencimiento en 2016), inferior en un 21,2% a la media del anterior trimestre, aunque con un brusco descenso en julio (más de un euro de caída), y algo más moderado en agosto y septiembre.

#### 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

	30/09/2016	30/09/2015	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	12.714	12.145	4,7
Generación	11.569	11.226	3,1
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.065	-2,7
Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
Renovable y cogeneración	1.145	919	24,6
Eólica	977	752	29,9
Minihidráulicas	110	110	-
Cogeneración y otras	58	57	1,8

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

##### Energía eléctrica producida y ventas de electricidad

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
7.307	9.028	-19,1	Energía eléctrica producida (GWh)	20.073	23.690	-15,3
6.825	8.631	-20,9	Generación	18.095	22.212	-18,5
447	317	41,0	Hidráulica	3.691	2.141	72,4
1.225	1.207	1,5	Nuclear	3.329	3.326	0,1
2.111	2.843	-25,7	Carbón	3.047	5.814	-47,6
3.042	4.264	-28,7	Ciclos combinados	8.028	10.931	-26,6
482	397	21,4	Renovable y cogeneración	1.978	1.478	33,8
348	289	20,4	Eólica	1.484	1.107	34,1
119	96	24,0	Minihidráulicas	452	338	33,7
15	12	25,0	Cogeneración y otras	42	33	27,3
9.447	9.190	2,8	Ventas de electricidad (GWh)	27.554	26.583	3,7
8.271	7.927	4,3	Mercado liberalizado	23.693	22.491	5,3
1.176	1.263	-6,9	PVPC/Regulado	3.861	4.092	-5,6
-	-	-	Cuota mercado generación	16,4	18,4	-2,0 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 7.307 GWh durante el tercer trimestre de 2016, cifra inferior en un 19,1% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 6.825 GWh corresponden a generación tradicional, con un 20,9% de disminución respecto al mismo período del año anterior. En lo que va de año la disminución de la energía producida es del 15,3% en conjunto, y de la generación tradicional en particular del 18,5%

La producción hidráulica convencional, con 447 GWh en el trimestre, es un 41,0% superior a la del mismo trimestre de 2015. En lo que va de año esta tecnología supera en un 72,4% a las cifras de 2015.

En las cuencas hidrológicas en las que opera Gas Natural Fenosa, el año de 2016 muestra una característica de año húmedo, con un PSS del 33%, con especial relevancia de los meses de abril y mayo (16% y 18% de PSS respectivamente).

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 29% de llenado, dos puntos por encima del nivel de reservas de la misma fecha de 2015. Las reservas anuales se encuentran al 44%, dos puntos más que en 2015 y las hiperanuales con un 10% duplican el valor del 2015 en estas mismas fechas

La producción nuclear ha presentado un aumento del 1,5% en el tercer trimestre. En valores acumulados esta tecnología presenta un aumento del 0,1% respecto a 2015, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 2.111 GWh frente a los 2.843 GWh del mismo trimestre del pasado año, un 25,7% de disminución. En lo que va de 2016 la producción con carbón es un 47,6% menor a la de los tres trimestres de 2015, con una utilización del 24% en el conjunto las instalaciones.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante este tercer trimestre de 2016 ha alcanzado la cifra de 3.042 GWh, un 28,7% inferior a la del mismo período de 2015. En el año la disminución se sitúa en el 26,6%, no obstante, la utilización de esta tecnología, el 18%, es el doble que la del conjunto del sector.

En el tercer trimestre de 2016, las emisiones de CO2 consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero han sido de 3,3 millones de toneladas frente a los 4,4 millones de toneladas del mismo período del año 2015. El dato acumulado de los tres primeros trimestres del 2016 es de 6,3 millones de toneladas de CO2 (-3,6 millones de toneladas respecto al mismo período del año anterior).

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

Finalmente, la cuota de mercado de Generación acumulada a 30 de septiembre de 2016 de Gas Natural Fenosa es del 16,4%, inferior en dos puntos a la del mismo período de 2015.

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

- Gas Natural Fenosa Renovables sigue trabajando en el proceso de obtención de las autorizaciones necesarias para la construcción de los 13 parques eólicos que inscribió dentro del cupo máximo de 450 MW que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo abrió para las Islas Canarias y que contará con un régimen retributivo especial, con el objetivo de ponerlos en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018.
- Por otra parte, a principios de septiembre Gas Natural Fenosa Renovables ha puesto en servicio la repotenciación del PE de Cabo Vilano, ubicado en el Concello de Camariñas, que supuso la instalación de dos nuevos aerogeneradores, de 3 MW de potencia cada uno. Estas dos máquinas sustituyeron a los 22 molinos originales, que habían sido retirados en 2012 y 2014. Este proyecto ha supuesto la primera repotenciación de un parque eólico en Galicia.
- Durante este tercer trimestre se ha resuelto favorablemente a Gas Natural Fenosa Renovables la demanda patrimonial interpuesta en el año 2012 por los parques eólicos (Valdelacasa y Codesas II) que estaban integrados en el grupo denominado “convocatoria cero”.
- Asimismo, en julio de 2016, el Tribunal Supremo resolvió favorablemente el recurso interpuesto por la asociación ADAP, anulando la orden de parámetros que establecía los valores de la retribución específica (primas a la inversión y a la operación) para las plantas de cogeneración asociadas a procesos de tratamiento de purín.

La producción de generación renovable y cogeneración del tercer trimestre ha sido superior a la alcanzada en el mismo período del año 2015 (482 GWh frente a 397 GWh). Este incremento se debe fundamentalmente a la incorporación de la producción de los parques adquiridos por la compra de Gecal Renovables y a una mayor producción hidráulica.

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



#### 4.4.2. Global Power Generation (GPG)

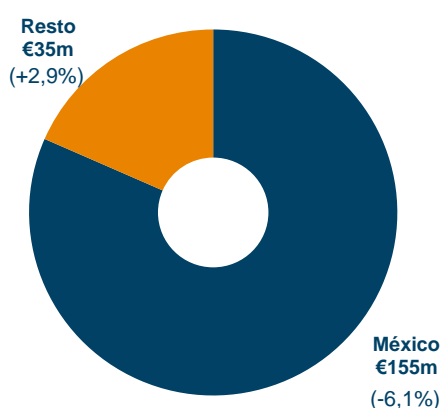
GPG integra todos los activos y participaciones de generación internacional del Grupo en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Kenia y Australia (proyectos eólicos), así como los activos que se explotan para terceros a través de O&M Energy.

##### 4.4.2.1. Resultados

3T16	3T15	%	(€ millones)	9M16	9M15	%
215	207	3,9	Importe neto de la cifra de negocios	568	616	-7,8
-118	-112	5,4	Aprovisionamientos	-284	-328	-13,4
-9	-10	-10,0	Gastos de personal, neto	-31	-29	6,9
-22	-19	15,8	Otros gastos/ingresos	-63	-60	5,0
<b>66</b>	<b>66</b>	-	<b>EBITDA</b>	<b>190</b>	<b>199</b>	<b>-4,5</b>
-33	-35	-5,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-98	-97	1,0
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
<b>33</b>	<b>31</b>	<b>6,5</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>92</b>	<b>102</b>	<b>-9,8</b>

El EBITDA de Global Power Generation en el período enero-septiembre del año 2016 alcanza los €190 millones, con un decremento del 4,5% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, a un menor EBITDA en México.

#### EBITDA por países



En México, el EBITDA disminuye un 6,1% debido fundamentalmente, al efecto tipo de cambio en la conversión del USD y el MXN; efecto de los índices de referencia de los contratos; menor precio del gas; menor margen de transporte; menor margen de venta excedente; y mayores costes de mantenimiento como consecuencia del diferente calendario de mantenimientos. Esto se compensa por el mayor resultado del parque eólico de Bii Hioxo, como consecuencia de una mayor eficiencia en la gestión del mix comercial.

En cuanto al resto de países, el EBITDA de República Dominicana presenta una variación negativa del 18,0% como consecuencia del mayor

coste de mantenimiento debido al diferente calendario de paradas así como por el efecto en margen de una menor producción y menores precios.

El EBITDA de Panamá aumenta un 26,9% debido a la mayor hidraulicidad en las zonas donde están ubicadas las centrales durante el segundo y tercer trimestre del año. Esto ha supuesto, adicionalmente, una menor compra de energía en el mercado para cubrir los compromisos contractuales.

En Kenia el EBITDA aumenta un 10,1% respecto al mismo período del año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a una mayor producción y menores gastos incurridos en tareas de mantenimiento.

#### 4.4.2.2. Principales magnitudes

##### Capacidad de generación eléctrica

	30/09/2016	30/09/2015	%
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

3T16	3T15	%		9M16	9M15	%
4.705	4.808	-2,1	Energía eléctrica producida (GWh)	13.361	13.233	1,0
4.072	4.198	-3,0	México (CC)	11.580	11.412	1,5
135	150	-10,0	México (eólico)	522	604	-13,6
134	129	3,9	Costa Rica (hidráulica)	304	266	14,3
28	13	-	Panamá (hidráulica)	61	45	35,6
276	286	-3,5	República Dominicana (fuel)	761	812	-6,3
60	32	87,5	Kenia (fuel)	133	94	41,5

##### Factor de disponibilidad (%)

	9M16	9M15	var p.p.
México (CC)	91,3	88,8	2,5
Costa Rica (hidráulica)	92,5	94,4	-1,9
Panamá (hidráulica y fuel)	93,7	95,8	-2,1
República Dominicana (fuel)	89,3	93,0	-3,7
Kenia (fuel)	96,0	94,0	2,0

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

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto favorecida por la mayor producción de Torito que inició su operación en el segundo trimestre de 2015. La menor disponibilidad es consecuencia, principalmente, de la menor disponibilidad de Torito a causa de una parada no programada durante el mes de septiembre 2016 por inundación de la casa de máquinas. 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 ocurrida durante el tercer trimestre del año. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en la central de La Yeguada.

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

La producción con fuel en Kenia es superior a la registrada en el mismo período del año anterior en un 41,5% como consecuencia del mayor despacho en 2016 debido a la parada de algunas instalaciones hidráulicas del país por mantenimiento de las mismas.

El 18 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa a través de GPG ha resultado adjudicataria de dos proyectos de generación eléctrica en Chile: el parque eólico Cabo Leones II, de 204 MW, y una planta solar fotovoltaica en Inca de Varas de 120 MW. Se trata del primer proyecto de generación eléctrica en Chile para Gas Natural Fenosa, por el que acabará suministrando 858 GWh de electricidad al año, y supondrá una inversión total prevista de €325 millones. Se espera iniciar su construcción en el tercer trimestre de 2018 y su puesta en funcionamiento el último trimestre de 2020.

Por otro lado, el 23 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa a través de GPG ha resultado adjudicataria de su primer parque eólico en Australia de 91 MW de potencia y ubicado en Nueva Gales del Sur y que supondrá una inversión total prevista de €120 millones. Se espera su puesta en funcionamiento el segundo semestre de 2018.

Por último, adquisición en Brasil dos proyectos fotovoltaicos listos para su construcción con una capacidad conjunta de 60 MW y una producción de 156 GWh. La inversión total prevista estará en torno a los €85 millones, estando prevista su puesta en funcionamiento para finales del año 2017.

### Ecoeléctrica

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) la producción es superior en un 21,0% a la del año anterior, debido a que durante el primer trimestre de 2015 se realizó una parada mayor y la programada para el primer trimestre de 2016 se adelantó a finales de 2015 por los daños sufridos tras el paso de la tormenta tropical Erika. Su aportación al consolidado disminuye respecto al mismo período del año anterior, debido a la menor venta de energía *spot* y a un menor ingreso de capacidad.

## 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 2016 hasta la fecha:

- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del año 2015 (comunicado el 19 de enero de 2016, número de registro 234097).
- Gas Natural Fenosa publica el informe de resultados correspondientes al año 2015 (comunicado el 3 de febrero de 2016, número de registro 234615).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al año 2015 (comunicado el 3 de febrero de 2016, número de registro 234616).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2015 (comunicado el 5 de febrero de 2016, número de registro 234700).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual sobre remuneraciones de los consejeros del ejercicio 2015 (comunicado el 5 de febrero de 2016, número de registro 234701).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015 (comunicado el 5 de febrero de 2016, número de registro 234703).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa acuerda modificar la propuesta de dividendo a someter a la Junta General Ordinaria que se celebrará el 4 de mayo, así como aprueba una política de dividendos para el período 2016-2018 (comunicado el 18 de marzo de 2016, número de registro 236519).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa convoca Junta General Ordinaria de Accionistas para el día 4 de mayo de 2016 (comunicado el 31 de marzo de 2016, número de registro 236800).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €600 millones (comunicado el 12 de abril de 2016, número de registro 237306).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del primer trimestre de 2016 y del nuevo plan estratégico 2016-2018 (comunicado el 22 de abril de 2016, número de registro 237667).
- Gas Natural Fenosa remite copia de la presentación utilizada en la rueda de prensa previa a la Junta General de Accionistas (comunicado el 4 de mayo de 2016, número de registro 238151).
- Gas Natural Fenosa comunica que la Junta General de Accionistas ha aprobado todas las propuestas sometidas por el Consejo de Administración que conformaban el Orden del Día de la Junta General (comunicado el 4 de mayo de 2016, número de registro 238169).
- Gas Natural Fenosa adelanta la presentación del día 11 de mayo de 2016 a las 9.00 (CET) para una mejor organización y desarrollo de la sesión (comunicado el 6 de mayo de 2016, número de registro 238267).
- Gas Natural Fenosa publica el informe de resultados del primer trimestre de 2016 (comunicado el 11 de mayo de 2016, número de registro 238459).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al primer trimestre de 2016 (comunicado el 11 de mayo de 2016, número de registro 238461).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de la visión estratégica 2016-2020 (comunicado el 11 de mayo de 2016, número de registro 238462).

- Gas Natural Fenosa remite nota de prensa sobre la venta a Enagás de su participación en la Planta de GNL de Quintero (Chile) por 200 millones de dólares (comunicado el 30 de junio de 2016, número de registro 240328).
- Gas Natural Fenosa comunica que Gas Natural Fenosa Chile, S.A. ha lanzado una OPA por la totalidad de las acciones que no controla de Gas Natural Chile, S.A., según los términos del acuerdo alcanzado con el Grupo Pérez Cruz (GPC) el 18 de diciembre de 2015. (comunicado el 6 de julio de 2016, número de registro 240580).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del primer semestre de 2016 (comunicado el 12 de julio 2016, número de registro 240720).
- Gas Natural Fenosa remite informe de resultados del primer semestre de 2016 (comunicado el 27 de julio 2016, número de registro 241280).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al primer semestre de 2016 (comunicado el 27 de julio de 2016, número de registro 241285).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer semestre de 2016 (comunicado el 29 de julio de 2016, número de registro 241515).
- Gas Natural Fenosa comunica el resultado de la OPA de Gas Natural Fenosa Chile, S.A. (comunicado el 8 de agosto de 2016, número de registro 241937).
- Gas Natural Fenosa remite nota de prensa sobre la adjudicación, a través de su filial GPG, de un contrato de 858 GWh al año en Chile (comunicado el 18 de agosto de 2016, número de registro 242103).
- Gas Natural Fenosa remite nota de prensa sobre la adjudicación, a través de su filial GPG, de su primer parque eólico en Australia, de 91MW de potencia (comunicado el 23 de agosto de 2016, número de registro 242139).
- Repsol, S.A. informa sobre el análisis de una posible desinversión parcial en Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 1 de septiembre de 2016, número de registro 242314).
- Critería Caixa, S.A.U. informa sobre el análisis de una posible desinversión parcial en Gas Natural, SDG, S.A (comunicado el 1 de septiembre de 2016, número de registro 242318).
- Gas Natural Fenosa remite los acuerdos tomados en el Consejo de Administración celebrado el 21 de septiembre de 2016 (comunicado el 21 de septiembre de 2016, número de registro 242953).
- Repsol, S.A. comunica el cierre de la venta del 10% del capital social de Gas Natural SDG, S.A. a GIP III Canary 1, S.à.r.l., y la finalización del Acuerdo entre "laCaixa" y Repsol sobre Gas Natural SDG, S.A (comunicado el 21 de septiembre de 2016, número de registro 242960).
- Critería Caixa, S.A.U comunica el cierre de la venta del 10% del capital social de Gas Natural SDG, S.A. a GIP III Canary 1, S.à.r.l. y la finalización del Acuerdo entre "laCaixa" y Repsol sobre Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 21 de septiembre de 2016, número de registro 242965).
- Repsol, S.A. comunica la venta de un 10% del capital social de Gas Natural SDG a GIP III Canary 1, S.à.r.l. por un importe de 1.901.309.746 euros. (comunicado el 23 de septiembre de 2016, número de registro 243042).
- Critería Caixa, S.A.U comunica la venta de un 10% del capital social de Gas Natural SDG a GIP III Canary 1, S.à.r.l. por un importe de 1.901.309.746 euros (comunicado el 23 de septiembre de 2016, número de registro 243043).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados correspondientes al período enero-septiembre de 2016 (comunicado el 11 de octubre de 2016, número de registro 243554).

## 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

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo en Chile en aplicación de la NIIF 5.

(€ millones)	9M16	9M15
Importe neto de la cifra de negocios	16.746	19.605
Aprovisionamientos	-11.013	-13.639
<b>Margen bruto</b>	<b>5.733</b>	<b>5.966</b>
Otros ingresos de explotación	188	205
Gastos de personal	-759	-742
Tributos	-345	-366
Otros gastos de explotación	-1.177	-1.156
<b>EBITDA</b>	<b>3.640</b>	<b>3.907</b>
Otros resultados	-	5
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1.305	-1.308
Dotación a provisiones	-223	-193
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>2.112</b>	<b>2.411</b>
Resultado financiero	-629	-676
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	2	-6
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>1.485</b>	<b>1.729</b>
Impuesto sobre beneficios	-349	-421
Resultado operaciones interrumpidas	44	31
Participaciones no dominantes	-250	-245
<b>RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO</b>	<b>930</b>	<b>1.094</b>

## Información económica por actividades

### EBITDA

El EBITDA del año 2015 está re-expresado por discontinuidad del negocio del gas licuado del petróleo en Chile.

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
<b>DISTRIBUCIÓN GAS</b>	<b>388</b>	<b>442</b>	<b>440</b>		
España	215	209	229		
Italia	14	15	15		
Latinoamérica	159	218	196		
<b>DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD</b>	<b>319</b>	<b>349</b>	<b>343</b>		
España	152	151	154		
Moldavia	13	12	10		
Latinoamérica	154	186	179		
<b>GAS</b>	<b>226</b>	<b>197</b>	<b>196</b>		
Infraestructuras	75	71	75		
Aprovisionamiento y comercialización	151	126	121		
<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>267</b>	<b>233</b>	<b>243</b>		
España	205	171	177		
Global Power Generation	62	62	66		
<b>RESTO</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>-39</b>		
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>1.216</b>	<b>1.241</b>	<b>1.183</b>		

(€ millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
<b>DISTRIBUCIÓN GAS</b>	<b>417</b>	<b>464</b>	<b>449</b>	<b>421</b>	<b>1.751</b>
España	214	222	229	207	872
Italia	16	17	17	16	66
Latinoamérica	187	225	203	198	813
<b>DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD</b>	<b>316</b>	<b>331</b>	<b>339</b>	<b>360</b>	<b>1.346</b>
España	142	147	162	156	607
Moldavia	10	8	6	14	38
Latinoamérica	164	176	171	190	701
<b>GAS</b>	<b>322</b>	<b>276</b>	<b>213</b>	<b>270</b>	<b>1.081</b>
Infraestructuras	71	72	73	77	293
Aprovisionamiento y comercialización	251	204	140	193	788
<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>286</b>	<b>204</b>	<b>262</b>	<b>250</b>	<b>1.002</b>
España	213	144	196	188	741
Global Power Generation	73	60	66	62	261
<b>RESTO</b>	<b>8</b>	<b>-4</b>	<b>24</b>	<b>56</b>	<b>84</b>
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>1.349</b>	<b>1.271</b>	<b>1.287</b>	<b>1.357</b>	<b>5.264</b>



## Inversiones materiales e intangibles

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
<b>DISTRIBUCIÓN GAS</b>	<b>119</b>	<b>138</b>	<b>216</b>		
España	66	66	132		
Italia	5	8	7		
Latinoamérica	48	64	77		
<b>DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD</b>	<b>106</b>	<b>146</b>	<b>163</b>		
España	45	61	61		
Moldavia	-	2	3		
Latinoamérica	61	83	99		
<b>GAS</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>216</b>		
Infraestructuras	1	1	209		
Aprovisionamiento y comercialización	6	6	7		
<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>30</b>	<b>46</b>	<b>39</b>		
España	17	22	23		
Global Power Generation	13	24	16		
<b>RESTO</b>	<b>4</b>	<b>26</b>	<b>31</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>266</b>	<b>363</b>	<b>665</b>		

(€ millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
<b>DISTRIBUCIÓN GAS</b>	<b>115</b>	<b>165</b>	<b>193</b>	<b>311</b>	<b>784</b>
España	54	82	115	184	435
Italia	2	7	6	10	25
Latinoamérica	59	76	72	117	324
<b>DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD</b>	<b>84</b>	<b>125</b>	<b>146</b>	<b>223</b>	<b>578</b>
España	28	50	65	106	249
Moldavia	1	2	1	5	9
Latinoamérica	55	73	80	112	320
<b>GAS</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>20</b>	<b>50</b>
Infraestructuras	2	1	4	5	12
Aprovisionamiento y comercialización	6	9	8	15	38
<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>28</b>	<b>44</b>	<b>33</b>	<b>57</b>	<b>162</b>
España	16	30	20	38	104
Global Power Generation	12	14	13	19	58
<b>RESTO</b>	<b>15</b>	<b>28</b>	<b>38</b>	<b>112</b>	<b>193</b>
<b>TOTAL</b>	<b>250</b>	<b>372</b>	<b>422</b>	<b>723</b>	<b>1.767</b>

## Balance de situación consolidado

(€ millones)	30/09/16	30/09/15
<b>Activo no corriente</b>	<b>38.504</b>	<b>38.424</b>
Inmovilizado intangible	10.621	10.351
Inmovilizado material	23.809	23.707
Inversiones método participación	1.662	1.971
Activos financieros no corrientes	1.331	1.394
Activos por impuesto diferido	1.081	1.001
<b>Activo corriente</b>	<b>8.996</b>	<b>8.462</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	37	-
Existencias	744	874
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.725	4.895
Otros activos financieros corrientes	348	413
Efectivo y medios líquidos equivalentes	3.142	2.280
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>47.500</b>	<b>46.886</b>

(€ millones)	30/09/16	30/09/15
<b>Patrimonio neto</b>	<b>18.262</b>	<b>18.124</b>
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.477	14.431
Participaciones no dominantes	3.785	3.693
<b>Pasivo no corriente</b>	<b>21.223</b>	<b>22.848</b>
Ingresos diferidos	845	851
Provisiones no corrientes	1.433	1.509
Pasivos financieros no corrientes	15.188	16.806
Pasivos por impuesto diferido	2.653	2.672
Otros pasivos no corrientes	1.104	1.010
<b>Pasivo corriente</b>	<b>8.015</b>	<b>5.914</b>
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	-	-
Provisiones corrientes	134	158
Pasivos financieros corrientes	4.194	1.722
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.416	3.686
Otros pasivos corrientes	271	348
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>47.500</b>	<b>46.886</b>

## Estado de flujos de efectivo consolidado

(€ millones)	9M16	9M15
<b>Flujos de efectivo de las actividades de explotación</b>	<b>2.419</b>	<b>2.540</b>
Resultado antes de impuestos	1.485	1.729
Ajustes del resultado	1.861	1.909
<b>Cash flow operativo</b>	<b>3.346</b>	<b>3.638</b>
Cambios en el capital corriente	-139	-260
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-788	-838
<b>Flujos de efectivo por actividades de inversión</b>	<b>-1.320</b>	<b>-860</b>
Pagos por inversiones	-1.626	-1.373
Cobros por desinversiones	270	465
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	36	48
<b>Flujos de efectivo por actividades de financiación</b>	<b>-340</b>	<b>-2.876</b>
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-51
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	1.142	-1.740
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	-1.428	-994
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-54	-91
<b>Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes</b>	<b>-7</b>	<b>-96</b>
<b>Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes</b>	<b>752</b>	<b>-1.292</b>
<b>Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período</b>	<b>2.390</b>	<b>3.572</b>
<b>Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período</b>	<b>3.142</b>	<b>2.280</b>

## Glosario de términos

### 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
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – Gastos de personal activados

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](mailto:relinversor@gasnaturalfenosa.com)

Web:  
[www.gasnaturalfenosa.com](http://www.gasnaturalfenosa.com)