



# **Resultados Enero - septiembre 2015**

**4 de noviembre de 2015**

## EL BENEFICIO NETO EN LOS NUEVE PRIMEROS MESES DE 2015 ALCANZA LOS €1.094 MILLONES

- El beneficio neto del período enero-septiembre de 2015 se sitúa en €1.094 millones y desciende un 11,7% debido fundamentalmente a la distinta contribución de plusvalías netas por desinversión entre los períodos que se compara. Mientras que en 2014 los resultados extraordinarios por la venta de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones y sus sociedades participadas alcanzaron los €190 millones, en 2015 solo alcanzan €5 millones por la desinversión en la sociedad de distribución eléctrica Barras Eléctricas Galaico Asturianas (BEGASA). En términos homogéneos, es decir ajustando las plusvalías netas generadas en ambos períodos, el beneficio neto aumenta en un 3,8%, en un contexto de incertidumbre global muy acentuada, gracias al equilibrio del perfil de Gas Natural Fenosa con una contribución de negocios muy diversificada y a los resultados de una estricta disciplina financiera.
- El EBITDA consolidado de los nueve primeros meses de 2015 aumenta en €392 millones y alcanza los €3.998 millones con un aumento del 10,9% respecto al del mismo período de 2014.
- La sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE) se incorporó al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa el 30 de noviembre de 2014, por tanto no tuvo contribución alguna en los nueve primeros meses de 2014, aporta €464 millones al EBITDA consolidado hasta el 30 de septiembre de 2015 y compensa por un lado, el impacto diferencial con respecto al año anterior de las medidas regulatorias del RDL 8/2014 que afecta a las actividades reguladas del gas en España con efectos desde el día 5 de julio de 2014 que asciende a €56 millones y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de €32 millones, desinvertida en junio de 2014.
- Gas Natural Fenosa acuerda la compra de activos de propano canalizado de Repsol Butano en zonas de influencia de las actuales zonas de distribución de la Compañía. En virtud del acuerdo Gas Natural Fenosa irá adquiriendo de forma progresiva alrededor de 250.000 puntos de suministro asociados a los activos, según vaya obteniendo las preceptivas autorizaciones administrativas. La operación una vez completada ascenderá a alrededor de €450 millones.
- En octubre de 2015 Gas Natural Fenosa cierra la entrada de KIA, que ha suscrito una ampliación de capital por \$550 millones, para adquirir el 25% de Global Power Generation (GPG).
- También en octubre de 2015, Gas Natural Fenosa cierra la compra del 8,33% de Metrogas (Chile) por €116 millones y pasa a tener una participación de control del 60,17% de dicha sociedad.
- En octubre de 2015 Gas Natural Fenosa cierra, también, la toma el control del grupo Gecalsa adquirido por €260 millones.
- También en octubre de este año, el consejo de Administración del Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha aprobado un préstamo por importe de hasta 900 millones de euros, destinado a la financiación parcial de las inversiones de distribución de gas en España para los ejercicios 2015-2018.
- Se consolida la progresiva normalización de los niveles de endeudamiento tras la adquisición de CGE. A 30 de septiembre de 2015 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 46,9% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA proforma en 3,0 veces.
- El Consejo de Administración acuerda destinar €408 millones (€0,4078 por acción) al pago del dividendo a cuenta en efectivo el próximo 8 de enero de 2016, con cargo de los resultados del ejercicio 2015, y supone un aumento del 2,7% con respecto al distribuido con cargo al ejercicio 2014.

## 1.- PRINCIPALES MAGNITUDES

### 1.1.- Principales magnitudes económicas

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
6.357	6.069	4,7	Importe neto de la cifra de negocios	20.042	18.223	10,0
1.324	1.185	11,7	EBITDA	3.998	3.606	10,9
818	728	12,4	Beneficio de explotación	2.472	2.490	-0,7
343	307	11,7	Resultado neto	1.094	1.239	-11,7
926	649	42,7	Flujos de efectivo actividades explotación	2.537	2.069	22,6
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 30/09 (€)	17,43	23,31	-25,2
-	-	-	Capitalización bursátil a 30/09	17.442	23.333	-25,2
-	-	-	Resultado neto por acción (€)	1,16 <sup>1</sup>	1,24	-6,5
464	363	27,8	Inversiones	1.208	1.056	14,4
-286	548	-	Patrimonio neto	18.124	15.985	13,4
-706	371	-	Deuda financiera neta (a 30/09)	16.031	13.843	15,8

### 1.2.- Ratios

(cifras no auditadas)

	9M15	9M14
Endeudamiento <sup>2</sup>	46,9%	46,4%
EBITDA/ Coste deuda financiera neta	6,2x	6,6x
Deuda financiera neta/EBITDA <sup>3</sup>	3,0x	2,9x
PER	13,2x	14,9x
EV/EBITDA <sup>4</sup>	6,3x	7,8x

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.

<sup>2</sup> Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta+Patrimonio neto).

<sup>3</sup> En términos anualizados proforma incorporando EBITDA de CGE octubre-noviembre de 2014. De no ser así, resulta en un 3,1x.

<sup>4</sup> En términos anualizados proforma incorporando EBITDA de CGE octubre-noviembre de 2014. De no ser así, resulta en un 6,4x.

### 1.3.- Principales magnitudes físicas

Actividad de Distribución:

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
102.939	99.696	3,3	Distribución de gas (GWh):	318.863	310.987	2,5
37.341	34.808	7,3	Europa:	130.898	124.212	5,4
37.341	34.808	7,3	ATR <sup>5</sup>	130.898	124.212	5,4
65.598	64.888	1,1	Latinoamérica:	187.965	186.775	0,6
43.293	42.505	1,9	Venta de gas a tarifa	121.079	119.033	1,7
22.305	22.383	-0,3	ATR	66.886	67.742	-1,3
12.978	12.935	0,3	Distribución de electricidad (GWh):	39.282	38.649	1,6
8.251	8.515	-3,1	Europa:	25.797	25.857	-0,2
630	615	2,4	Ventas de electricidad a tarifa	1.988	1.919	3,6
7.621	7.900	-3,5	ATR	23.809	23.938	-0,5
4.727	4.420	6,9	Latinoamérica:	13.485	12.792	5,4
4.462	4.157	7,3	Venta de electricidad a tarifa	12.702	12.011	5,8
265	263	0,8	ATR	783	781	0,3
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/09):	12.489	12.185	2,5
-	-	-	Europa	5.687	5.664	0,4
-	-	-	Latinoamérica	6.802	6.521	4,3
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/09):	7.672	7.528	1,9
-	-	-	Europa	4.543	4.526	0,4
-	-	-	Latinoamérica	3.129	3.002	4,2
-	-	-	TIEPI en España (minutos)	33	37	-10,8

Actividad de Gas:

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
66.757	69.012	-3,3	Comercialización mayorista (GWh):	210.187	207.356	1,4
39.209	41.285	-5,0	España	117.603	121.965	-3,6
27.548	27.727	-0,6	Resto ventas de gas	92.584	85.391	8,4
2.225	1.998	11,4	Comercialización minorista (GWh)	22.021	19.220	14,6
31.056	30.354	2,3	Transporte de gas – EMPL (GWh)	82.210	91.901	-10,5

<sup>5</sup> Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

## Actividad de Electricidad:

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
13.836	13.732	0,8	Energía eléctrica producida (GWh):	36.923	36.307	1,7
9.028	9.101	-0,8	España:	23.690	22.815	3,8
			Generación:			
317	427	-25,8	Hidráulica	2.141	3.410	-37,2
1.207	1.082	11,6	Nuclear	3.326	3.169	5,0
2.843	2.677	6,2	Carbón	5.814	4.174	39,3
4.264	4.550	-6,3	Ciclos combinados	10.931	10.490	4,2
397	365	8,8	Renovable y cogeneración	1.478	1.572	-6,0
4.808	4.631	3,8	Global Power Generation:	13.233	13.492	-1,9
4.198	4.187	0,3	México (CC)	11.412	12.301	-7,2
150	-	-	México (eólico)	604	-	-
129	47	-	Costa Rica (hidráulica)	266	118	-
13	16	-18,8	Panamá (hidráulica)	45	43	4,7
-	4	-	Panamá (fuel)	-	28	-
286	275	4,0	República Dominicana (fuel)	812	628	29,3
32	102	-68,6	Kenia (fuel)	94	374	-74,9
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW):	14.847	14.551	2,0
-	-	-	España:	12.145	12.122	0,2
-	-	-	Generación:			
-	-	-	Hidráulica	1.954	1.948	0,3
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Carbón	2.065	2.065	-
-	-	-	Ciclos combinados	6.603	6.603	-
-	-	-	Renovable y cogeneración:	919	902	1,9
-	-	-	Global Power Generation:	2.702	2.429	11,2
-	-	-	México (CC)	2.035	2.035	-
-	-	-	México (eólico)	234	-	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	101	51	98,0
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	Panamá (fuel)	-	11	-
-	-	-	República Dominicana (fuel)	198	198	-
-	-	-	Kenia (fuel)	112	112	-

## Compañía General de Electricidad:

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
13.725	-	-	Distribución de gas:			
-	-	-	Ventas actividad gas (GWh)	36.715	-	-
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	610	-	-
3.875	-	-	Distribución de electricidad:			
-	-	-	Ventas actividad electricidad (GWh)	11.955	-	-
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	2.906	-	-
3.486	-	-	Transmisión electricidad (GWh)	10.932	-	-
2.481	-	-	GLP:			
1.652	-	-	Ventas mayoristas a terceros (GWh)	6.141	-	-
			Ventas a cliente final (GWh)	4.298	-	-

## 2.- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

### 2.1.- Cambios en el perímetro de consolidación

En los primeros nueve meses de 2015 no se han producido variaciones significativas en el perímetro de consolidación.

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación en el año 2015 respecto al año anterior son las siguientes:

- En el mes de junio de 2014 se vende la sociedad de telecomunicaciones Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones y sus sociedades participadas.
- En el mes de noviembre de 2014 se adquiere el 96,7% del grupo chileno Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) y se incorpora al perímetro de consolidación por el método de integración global con fecha 30 de noviembre de 2014.

### 2.2.- Análisis de resultados

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

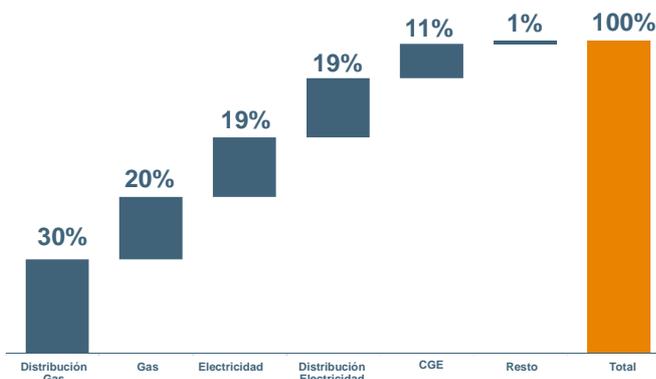
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de septiembre de 2015 asciende a €20.042 millones y registra un aumento del 10,0% respecto al año anterior, en gran medida debido a la incorporación al perímetro de consolidación de Compañía General de Electricidad.

#### 2.2.2.- EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado de los primeros nueve meses del año 2015 aumenta en €392 millones y alcanza los €3.998 millones con un aumento del 10,9% respecto al de 2014.

La sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE) se incorporó al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa el 30 de noviembre de 2014, por tanto no tuvo contribución alguna en los nueve primeros meses de 2014, aporta €464 millones al EBITDA consolidado hasta el 30 de septiembre de 2015 y compensa por un lado, el impacto diferencial con respecto al año anterior de las medidas regulatorias del RDL 8/2014 que afecta a las actividades reguladas de gas en España con efectos desde el día 5 de julio de 2014, que asciende a €56 millones y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de €32 millones, desinvertida en junio de 2014.

#### Contribución al EBITDA por actividades



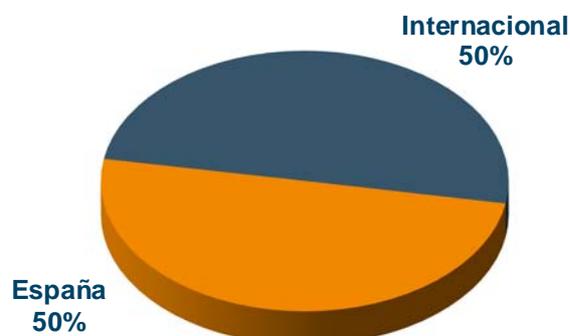
Asimismo, la evolución de las monedas en su traslación a euros ha tenido un impacto en el EBITDA del año 2015 positivo de +€37 millones respecto al de 2014 y ha sido causado, fundamentalmente, por la apreciación del dólar frente al euro que mitiga el efecto de la depreciación de otras monedas.

En el gráfico adjunto se pueden apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio y su adecuada diversificación, donde destaca la aportación de la actividad de distribución de gas con un 29,8% del total consolidado. Le sigue la actividad de gas con un 20,3% y la actividad eléctrica tanto en distribución de electricidad como en generación de electricidad (fundamentalmente en España)

con un 18,8% en ambas. La recién adquisición de CGE contribuye con un 11,0%.

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta en un 30,0% por la incorporación de CGE y representa un 50,1% del total consolidado frente a un 42,7% en el año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España desciende un 3,4% y reduce su peso relativo en el total consolidado a 49,9%.

#### Contribución al EBITDA por zona geográfica



Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de septiembre de 2015 ascienden a €1.337 millones y registran un aumento del 12,9% respecto al mismo período del año anterior. Las provisiones por morosidad se sitúan en €194 millones frente a €185 millones en el año 2014 y una cifra muy inferior de resultados procedentes de la enajenación de activos en 2015 (+€5 millones frente a +€253 millones en 2014) sitúan el beneficio operativo en €2.472 millones, un 0,7% inferior al del año anterior.

### 2.2.3.- Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	(€ millones)	9M15	9M14
-212	-171	Coste deuda financiera neta	-642	-550
-23	-19	Otros gastos/ingresos financieros	-62	-41
5	2	Ingreso financiero Costa Rica	10	4
<b>-230</b>	<b>-188</b>	<b>Resultado financiero</b>	<b>-694</b>	<b>-587</b>

El coste de la deuda financiera neta de los nueve primeros meses de 2015 asciende a €642 millones, superior al mismo período del año anterior debido al efecto de la adquisición y consolidación de CGE a finales de 2014, si bien la deuda financiera y el coste sin dicha incorporación habrían disminuido.

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

En los primeros nueve meses de 2015 el resultado de entidades por el método de participación es de -€5 millones frente a -€75 millones en el mismo período del año anterior, básicamente por la aportación positiva de €17 millones de CGE y las menores aportaciones negativas del subgrupo Unión Fenosa Gas y Nueva Generadora del Sur.

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, la producción es inferior en un 22,7% a la del año anterior como consecuencia de la mayor duración y alcance de la parada programada de la central en relación con el año anterior así como por el adelanto de la parada mayor de la unidad 2 que estaba considerada en 2016 debido a los daños sufridos en la misma tras el paso de la tormenta tropical Erika. Su aportación al consolidado aumenta ligeramente respecto al mismo período del año anterior.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas<sup>6</sup> en los primeros nueve meses de 2015 ha alcanzado un volumen de 25.172 GWh frente a los 28.651 GWh registrados en el año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 15.055 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, frente a 16.335 GWh en los primeros 9 meses del 2014.

### 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 del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016.

La tasa efectiva al 30 de septiembre de 2015, registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual ha ascendido al 24,5%, sin variación respecto a la registrada en el mismo período del año anterior, debido a que el efecto de la disminución del tipo general de gravamen consecuencia de la Ley 27/2014 se ha visto compensado, básicamente, por la consideración de menores deducciones fiscales.

### 2.2.6.- Participaciones no dominantes

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden fundamentalmente a los resultados de las participaciones no dominantes en EMPL, en CGE, en las sociedades de distribución de gas en Brasil, Colombia y México y en las sociedades de distribución de electricidad en Panamá y Colombia.

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 30 de septiembre de 2015 asciende a -€245 millones, frente a -€141 millones en el mismo período del año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a la incorporación de CGE (€71 millones) y al registro de los intereses devengados por las obligaciones perpetuas subordinadas (€38 millones).

## 3. BALANCE DE SITUACIÓN

### 3.1.- Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€millones)	9M15	9M14	%
Inversiones materiales e intangibles	1.116	1.015	10,0
Inversiones financieras	92	41	-
<b>Total inversiones</b>	<b>1.208</b>	<b>1.056</b>	<b>14,4</b>

Las inversiones materiales e intangibles de los nueve primeros meses del año alcanzan los €1.116 millones, un incremento del 10,0% respecto a las del mismo período del año anterior. En esta evolución debe tenerse en consideración la incorporación del buque metanero Ribera del Duero en marzo de 2014 de 170.000 m<sup>3</sup> de capacidad, bajo régimen de arrendamiento financiero, por €177 millones, así como la incorporación de CGE en 2015 con una inversión de €187 millones. Ajustando dichos importes, las inversiones materiales e intangibles crecen en un 11,0%.

<sup>6</sup> Magnitudes al 100%.

Las inversiones financieras en 2015 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición de un 12,75% adicional de la filial Gasmar (Chile) por €34 millones, a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 en la construcción de la central hidráulica de Torito de 50 MW de potencia por €19 millones y a una adquisición adicional del 0,65% del capital de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) por €18 millones.

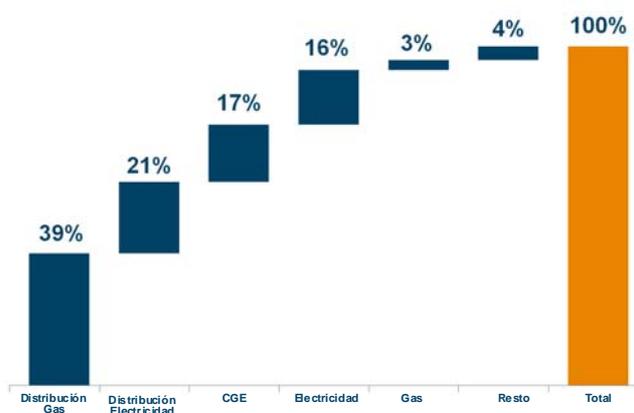
Las inversiones financieras en 2014 corresponden básicamente a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12.

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

(cifras no auditadas)

(€millones)	9M15	9M14	%
Distribución gas:	434	342	26,9
España	251	191	31,4
Italia	15	15	-
Latinoamérica	168	136	23,5
Distribución electricidad:	237	207	14,5
España	143	117	22,2
Moldavia	4	9	-55,6
Latinoamérica	90	81	11,1
Gas:	30	203	-85,2
Infraestructuras	7	185	-96,2
Aprovisionamientos y comercialización	23	18	27,8
Electricidad:	177	193	-8,3
España	138	87	58,6
Global Power Generation	39	106	-63,2
CGE	187	-	-
Resto	51	70	-27,1
<b>Total inversiones materiales e intangibles</b>	<b>1.116</b>	<b>1.015</b>	<b>10,0</b>

### Inversiones materiales e intangibles por actividades



El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que aumenta en un 26,9% y representa el 38,9% del total consolidado. La distribución de electricidad aumenta un 14,5% y supone el 21,2% del total donde destaca el crecimiento en España. Asimismo, la inversión en CGE representa otro 16,8% del total.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España disminuyen en un 7,0% (un aumento del 28,3% si se excluye la inversión realizada en el buque metanero en el primer trimestre de 2014). Por su lado, las inversiones en el exterior aumentan en un 39,5% debido a la

incorporación de CGE, sin considerar ese importe descenderían en un 10,8%.

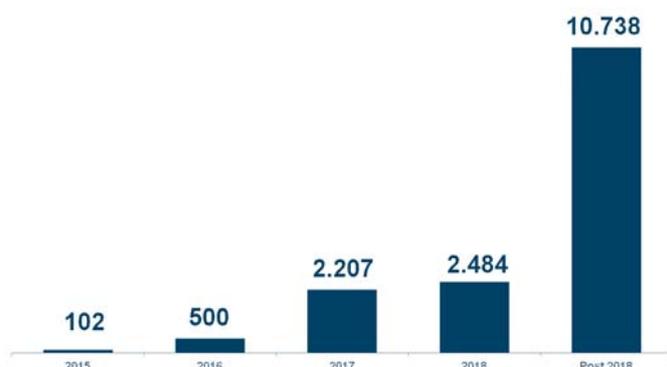
### 3.2.- Deuda

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

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de septiembre de 2015 en 3,1x y en 6,2x, respectivamente. En términos proforma, es decir, incorporando el EBITDA de CGE del período octubre-noviembre de 2014, el ratio de Deuda neta/EBITDA se situaría en 3,0x.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 96,2% tiene vencimiento igual o posterior al año 2017. La vida media de la deuda neta se sitúa ligeramente por encima de los 5 años.

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



Considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas, el 79,1% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 20,9% restante a tipo variable. El 3,2% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 96,8% restante a largo plazo.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 30 de septiembre de 2015.

A 30 de septiembre de 2015 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €9.932 millones, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

(cifras no auditadas)

Fuentes de liquidez (€millones)	Disponibilidad 09/2015
Líneas de crédito comprometidas	7.074
Líneas de crédito no comprometidas	525
Préstamos no dispuestos	53
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	2.280
<b>Total</b>	<b>9.932</b>

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de septiembre de 2015 se sitúan en €5.639 millones e incluyen el programa Euro Medium Terms Notes (EMTN) por importe de €3.395 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €522 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 €1.722 millones.

El importe agregado emitido bajo el programa EMTN a 30 de septiembre de 2015 asciende a €10.605 millones.

Siguiendo con la política financiera de Gas Natural Fenosa en relación tanto a la diversificación geográfica como de instrumentos financieros, se han efectuado diversas operaciones en los mercados de capitales. En primer lugar, el 13 de enero de 2015 Gas Natural Fenosa, a través de su programa EMTN, realizó una emisión de bonos en el euromercado por un importe de €500 millones y vencimiento en enero de 2025, con un cupón anual del 1,375%.

Con el mismo objetivo anterior, la filial Gas Natural México S.A. de C.V. ha colocado el 14 de julio de 2015 dos emisiones de bonos por un importe total de MXN 2.800 millones bajo su Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores. El tramo a 3 años con un importe de MXN 1.500 millones se cerró a tasa variable (TIIE) más un *spread* de 44 puntos básicos, mientras que el coste del tramo a 10 años e importe de MXN 1.300 millones fue del 7,67% anual. Para esta emisión, Gas Natural México recibió una calificación local de AAA por parte de Fitch Ratings y de AA+ por Standard & Poor's (S&P).

Durante el tercer trimestre de 2015, se ha continuado con la gestión del disponible bancario y la reducción en sus márgenes para aprovechar el actual entorno favorable de los mercados financieros.

Adicionalmente, en octubre de 2015, el consejo de Administración del Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha aprobado un préstamo por importe de hasta 900 millones de euros. Este préstamo tiene como destino la financiación parcial de las inversiones de distribución de gas en España para los ejercicios 2015-2018.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de septiembre de 2015 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€millones)	30/09/15	%
EUR	12.473	77,8
CLP	1.850	11,5
US\$	770	4,8
COP	459	2,9
MXN	259	1,6
BRL	201	1,3
Otras	19	0,1
<b>Total deuda financiera neta</b>	<b>16.031</b>	<b>100,0</b>

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

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

### 3.3.- Patrimonio neto

La aplicación del resultado del ejercicio 2014 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de mayo de 2015 supone destinar €909 millones a dividendos y alcanzar un *pay out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos superior al 4,4% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2014 de €20,81 por acción.

Consecuentemente y atendiendo al número de acciones en circulación (1.000.689.341) ha supuesto distribuir un dividendo bruto total de €0,908 por acción, del que el 8 de enero de 2015 se abonó el dividendo a cuenta de €0,397 por acción y el 1 de julio de 2015 el dividendo complementario de €0,511 por acción, ambos en efectivo.

El pasado 21 de abril de 2015 Gas Natural Fenosa cerró una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas por un importe de €500 millones, amortizable a elección del emisor a partir del noveno aniversario de la misma, con un cupón anual del 3,375% y un precio de emisión de los nuevos bonos del 98,65% de su valor nominal.

Adicionalmente, con fecha 4 de mayo de 2015, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. aprobó una oferta de recompra de una emisión de participaciones preferentes en efectivo a un 85% del valor nominal. Estas participaciones preferentes fueron emitidas por Unión Fenosa Preferentes SAU por importe de €750 millones en 2005 siendo aceptada la propuesta por el 85,3% de los preferentistas, lo que supone un valor nominal de €640 millones.

A 30 de septiembre de 2015 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €18.124 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €14.431 millones y representa un crecimiento del 0,1 % respecto al 30 de septiembre de 2014.

El Consejo de Administración acuerda destinar €408 millones (€0,4078 por acción) al pago del dividendo a cuenta en efectivo el próximo 8 de enero de 2016, con cargo de los resultados del ejercicio 2015, y supone un aumento del 2,7% con respecto al distribuido con cargo al ejercicio 2014.

## **4.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES**

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

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

### **4.1.- DISTRIBUCIÓN GAS**

#### **4.1.1.- España**

El negocio en España incluye la actividad retribuida con cargo al sistema de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, 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

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
307	296	3,7	Importe neto de la cifra de negocios	898	926	-3,0
-	-5	-	Aprovisionamientos	-10	-15	-33,3
-20	-19	5,3	Gastos de personal, neto	-57	-57	-
-58	-48	20,8	Otros gastos/ingresos	-166	-178	-6,7
<b>229</b>	<b>224</b>	<b>2,2</b>	<b>EBITDA</b>	<b>665</b>	<b>676</b>	<b>-1,6</b>
-71	-70	1,4	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-217	-214	1,4
-2	-2	-	Provisiones de morosidad	-2	-6	-66,7
<b>156</b>	<b>152</b>	<b>2,6</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>446</b>	<b>456</b>	<b>-2,2</b>

El Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, incluyó una serie de ajustes a la retribución de las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014 con el objetivo de solucionar el incipiente déficit de tarifa del sector.

Los ajustes recogen también el establecimiento de un marco regulatorio estable, con un horizonte temporal hasta el año 2020, y que incorpora un mecanismo de retribución de la distribución de gas que permitirá un aumento acompasado de la retribución y de los ingresos del sistema y, por lo tanto, mantendrá el incentivo al crecimiento de la red de distribución y a la captación de nuevos clientes.

Dicha modificación de la retribución tiene plenos efectos en los resultados de los nueve primeros meses de 2015 mientras que en el período con el que se compara, tan solo fue de aplicación en tres meses. El impacto diferencial se estima en €56 millones.

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €898 millones siendo inferior en €28 millones respecto al mismo período del año anterior derivado de la revisión regulatoria antes mencionada y el EBITDA disminuye en un 1,6%.

#### 4.1.1.2.- Principales magnitudes

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

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
37.007	34.458	7,4	Ventas – ATR (GWh)	128.091	121.670	5,3
836	298	-	Red de distribución (km)	50.463	48.556	3,9
-20	10	-	Incremento de puntos de suministro, en miles	5	36	-86,1
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	5.231	5.208	0,4

Las ventas de la actividad regulada de gas aumentan un 5,3% (+6.421 GWh). La demanda de gas de distribución menor a 4 bares ha crecido un 16,9% (+4.269 GWh) por una climatología favorable respecto al tercer trimestre del año anterior de +108 grados-día<sup>7</sup> (el año 2014 fue el año más cálido de los últimos quince años). Por el contrario la demanda en el mercado industrial menor a 60 bares ha

<sup>7</sup> Valor acumulado en el período de las diferencias positivas entre la temperatura media diaria y 15°C.

disminuido un 1,1% (-754 GWh) asociado al sector de la cogeneración afectada por las nuevas medidas regulatorias, que tuvieron impacto a partir del segundo trimestre de 2014.

La red de distribución se incrementa en los últimos doce meses en 1.907 km y en 1.453 km en los nueve primeros meses del 2015, permitiendo la gasificación de 24 nuevos municipios, alcanzando un total de 1.171 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.231.094 puntos de suministro, con un crecimiento del +0,4%.

El pasado 5 de marzo de 2015, Gas Natural Fenosa resultó adjudicataria del concurso abierto por el Govern Balear para iniciar la gasificación de la isla de Menorca con un plazo de ejecución previsto de cuatro años.

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 del grupo en los próximos años.

#### 4.1.2.- Italia

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

##### 4.1.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
22	21	4,8	Importe neto de la cifra de negocios	68	67	1,5
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-2	-3	-33,3	Gastos de personal, neto	-8	-8	-
-3	-2	50,0	Otros gastos/ingresos	-10	-9	11,1
<b>17</b>	<b>16</b>	<b>6,3</b>	<b>EBITDA</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	-
-7	-8	-12,5	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-20	-20	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
<b>10</b>	<b>8</b>	<b>25,0</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	-

El EBITDA alcanza los €50 millones, en línea con el año pasado.

#### 4.1.2.2.- Principales magnitudes

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
334	350	-4,6	Ventas – ATR (GWh)	2.807	2.542	10,4
19	33	-42,4	Red de distribución (km)	7.143	7.038	1,5
-	-		Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	456	456	-

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.807 GWh, con un aumento del 10,4% respecto al año 2014 por una climatología más favorable.

La red de distribución al 30 de septiembre de 2015 asciende a 7.143 km, con un aumento de 105 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 456.344 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

#### 4.1.3- Latinoamérica

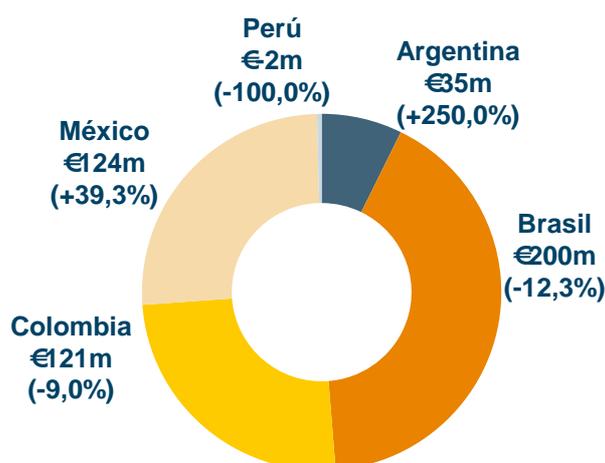
Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia, México y Perú.

##### 4.1.3.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
820	893	-8,2	Importe neto de la cifra de negocios	2.556	2.493	2,5
-589	-644	-8,5	Aprovisionamientos	-1.822	-1.789	1,8
-23	-22	4,5	Gastos de personal, neto	-73	-67	9,0
-59	-67	-11,9	Otros gastos/ingresos	-183	-178	2,8
<b>149</b>	<b>160</b>	<b>-6,9</b>	<b>EBITDA</b>	<b>478</b>	<b>459</b>	<b>4,1</b>
-27	-27	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-85	-78	9,0
-5	-5	-	Provisiones de morosidad	-16	-12	33,3
<b>117</b>	<b>128</b>	<b>-8,6</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>377</b>	<b>369</b>	<b>2,2</b>

##### EBITDA en Latinoamérica por países



El importe neto de la cifra de negocios asciende a €2.556 millones y registra un incremento del 2,5%, con un volumen de ventas un 0,6% superior al del año anterior.

El EBITDA alcanza los €478 millones, lo que supone un incremento del 4,1% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (+9,5%) y México (+2,4%), que compensan, en parte, la devaluación de la moneda en

Colombia (-9,1%) y Brasil (-10,6%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA se incrementaría en un 10,8%.

El gráfico adjunto muestra el detalle del EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus respectivas variaciones respecto al año 2014.

La aportación de Brasil representa un 41,8% del EBITDA. El menor EBITDA respecto al año anterior responde, principalmente, al efecto de tipo de cambio comentado; descontando este efecto, el EBITDA se sitúa por actividad un -1.2%, debido al escenario de fuerte desaceleración económica del país (el PIB retrocede un 2,85% en 2015), con impacto en menores ventas del mercado industrial (-9,3%) y doméstico comercial (-1,3%), viéndose compensado por la mayor demanda del mercado de generación (+2,8%).

El EBITDA de México representa un 25,9% del conjunto del negocio. La mejora respecto al año anterior responde a un mayor margen de energía del 24,7% por incremento de ventas en todos los mercados.

Colombia aporta un 25,3% del EBITDA, destacando un incremento del 8,1% en el volumen de ventas, atribuible principalmente al crecimiento del mercado industrial.

#### 4.1.3.2.- Principales magnitudes

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

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
65.598	64.888	1,1	Ventas actividad de gas (GWh):	187.965	186.775	0,6
43.293	42.505	1,9	Venta de gas a tarifa	121.079	119.033	1,7
22.305	22.383	-0,3	ATR	66.886	67.742	-1,3
591	524	12,8	Red de distribución (km)	72.555	70.285	3,2
70	74	-5,4	Incremento de puntos de suministro, en miles	209	200	4,5
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	6.802	6.521	4,3

Las principales magnitudes físicas por países en 2015 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	52.936	78.408	19.614	37.007	187.965
Incremento vs. 9M 2014 (%)	-5,1	0,3	8,1	6,9	0,6
Red de distribución (km)	24.599	7.047	21.301	19.608	72.555
Incremento vs. 30/09/2014 (km)	313	390	712	855	2.270
Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	1.605	972	2.710	1.515	6.802
Incremento vs. 30/09/2014, en miles	25	45	105	106	281

Al 30 de septiembre de 2015 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.802.104 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 281.000 puntos de suministro respecto al 30 de septiembre de 2014, destacando los incrementos de 106.000 y 105.000 puntos de suministro en México y Colombia, respectivamente.

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 187.965 GWh con un incremento del 0,6% respecto a las ventas registradas en 2014.

La red de distribución de gas se incrementa en 2.270 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 72.555 km a finales de septiembre de 2015, lo que representa un crecimiento del 3,2%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 855 km y en Colombia con 712 km.

Los aspectos más relevantes en relación con la actividad en el área durante los nueve primeros meses de 2015 han sido:

- En Argentina, en junio de 2015, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 263/2015 que establece una “Asistencia Económica Transitoria” para las distribuidoras de gas, cuyo objetivo es mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento, hasta que concluya el proceso con una nueva Revisión Tarifaria Integral. El importe establecido como asistencia para Gas Natural Fenosa asciende a 515 millones de pesos argentinos. La resolución y notas complementarias del Enargas establecen que la asistencia se recibirá en diez cuotas mensuales, y también disponen una serie de requisitos y limitaciones a cumplir por parte de la compañía. Como consecuencia de ello se incrementa el resultado respecto al mismo período del año anterior.

Adicionalmente, continúa el esfuerzo en contención de gastos ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanza niveles en torno al 30% anual.

- En Brasil, el incremento neto de clientes en doméstico/comercial crece un 23,6% respecto al mismo período del año anterior. Las ventas para el mercado de generación y ATR superaron en un 2,8% los altos niveles alcanzados en el mismo período del año anterior, al mantenerse la situación de escasez de lluvias y los bajos niveles de los embalses. Las reservas de agua se sitúan en septiembre de 2015 en el 32,4%, 34,5 p.p. por debajo de la media histórica (66,9% media de 8 años) en la región sudeste-centro oeste, que detenta el 70% de las reservas de agua del país.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 8,1% debido principalmente al mayor volumen industrial (+13,9%) en especial por las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico/comercial alcanza los 74.979 clientes en el período, experimentando un descenso del 14,1% respecto al mismo período de 2014 principalmente por el retraso en la entrega de viviendas por parte de las constructoras en el mercado de nueva edificación.

El ámbito de los negocios no regulados presenta una evolución positiva frente a 2014, especialmente en Servigas, con un incremento neto de clientes del 28% y un aumento de margen del 55%; los contratos de seguros incrementan un 7% y el margen en un 16%. En cuanto a la venta de aparatos, incrementa el número de artefactos en un 7% y el margen operativo aumenta en un 19%.

- En México, la actividad del plan de aceleración del crecimiento, focalizada principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos continúa con un crecimiento sostenido. El incremento neto de clientes alcanza una significativa evolución del 33,3% en los primeros nueve meses del año, con un 17,6% de incremento en las puestas en servicio debido principalmente al crecimiento de la saturación horizontal en Bajíos y Distrito Federal así como en nueva edificación en Monterrey y Distrito Federal y a la contención de bajas. En relación a las ventas de gas destaca el incremento del 7,9% en el sector industrial por mayor base de clientes; el crecimiento del 5,8% en el mercado doméstico/comercial también impulsado por la mayor base de clientes en todas las zonas y unas mayores transmisiones en ATR del 6,7% por mayor volumen transportado en Distrito Federal.

- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos con el objetivo de iniciar la operación comercial a lo largo del año 2016.

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 ELÉCTRICIDAD

### 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

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
218	206	5,8	Importe neto de la cifra de negocios	627	615	2,0
-	-1	-	Aprovisionamientos	-1	-1	-
-22	-23	-4,3	Gastos de personal, neto	-68	-76	-10,5
-34	-30	13,3	Otros gastos/ingresos	-107	-99	8,1
<b>162</b>	<b>152</b>	<b>6,6</b>	<b>EBITDA</b>	<b>451</b>	<b>439</b>	<b>2,7</b>
-54	-53	1,9	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-161	-155	3,9
-1	1	-	Provisiones de morosidad	-1	-1	-
<b>107</b>	<b>100</b>	<b>7,0</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>289</b>	<b>283</b>	<b>2,1</b>

La Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, establece la retribución para la actividad de transporte, distribución y gestión comercial 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.

El EBITDA en el período enero-septiembre del año 2015 alcanza los €451 millones con un aumento del 2,7% con respecto al mismo período de 2014. El importe neto de la cifra de negocio es de €627 millones, ligeramente superior al mismo período del año anterior. La disminución de los gastos de personal es consecuencia de las medidas de eficiencia aplicadas durante 2014 que tienen ya un impacto positivo en este ejercicio.

#### 4.2.1.2.- Principales magnitudes

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
7.621	7.900	-3,5	Ventas – ATR (GWh)	23.809	23.938	-0,5
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	3.679	3.672	0,2
-	-	-	TIEPI (minutos)	33	37	-10,8

La energía suministrada disminuye un 0,5% debido a la facturación de la tarifa TTS (Trasvase Tajo Segura). El dato homogéneo descontando dicha tarifa supone un incremento de energía suministrada del 0,5%, inferior a la demanda de distribución nacional que se situó en septiembre de 2015 en 185.012 GWh con un crecimiento del 2,7% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

El número de puntos de suministro se ha incrementado en 7.000 respecto a la misma fecha del año anterior.

Con respecto al TIEPI, se sitúa por debajo del año anterior favorecido por una climatología favorable sin incidencias significativas.

#### 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

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
57	50	14,0	Importe neto de la cifra de negocios	186	166	12,0
-46	-38	21,1	Aprovisionamientos	-149	-127	17,3
-2	-2	-	Gastos de personal, neto	-5	-5	-
-3	-2	50,0	Otros gastos/ingresos	-8	-8	-
<b>6</b>	<b>8</b>	<b>-25,0</b>	<b>EBITDA</b>	<b>24</b>	<b>26</b>	<b>-7,7</b>
-1	-1	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-4	-4	-
-	-	-	Provisiones circulante	-	-	-
<b>5</b>	<b>7</b>	<b>-28,6</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>-9,1</b>

El importe neto de la cifra de negocios recoge, como *pass-through*, el comportamiento registrado en el apartado de aprovisionamientos, 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 EBITDA está afectado por mayor tipo de cambio del € respecto a la moneda local en 2015 (20,59 lei/€ en 9M 2015 vs a 18,59 lei/€ en 9M 2014).

En moneda local se registra un incremento del EBITDA del 4,3%, el cual se debe a mayores ingresos tarifarios debido al impacto positivo del tipo de cambio Lei/USD en la remuneración de activos, a las menores pérdidas de red y también a la aplicación del coste de extensión de vida útil de los activos.

##### 4.2.2.2.- Principales magnitudes

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
630	615	2,4	Ventas actividad de electricidad (GWh)	1.988	1.919	3,6
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	864	854	1,2
-	-	-	Índice de pérdidas de red (%)	8,7	9,1	-0,4 p.p.

El plan de mejora de la gestión que Gas Natural Fenosa continúa desarrollando en Moldavia 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, está permitiendo cumplir los objetivos planificados y la mejora permanente de los indicadores operativos básicos:

- La energía suministrada presenta un incremento del 3,6% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas e incremento ligero del consumo.
- Los puntos de suministro alcanzan los 863.860, lo que supone un crecimiento del 1,2% respecto al cierre del mismo período del 2014 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

#### 4.2.3- Latinoamérica

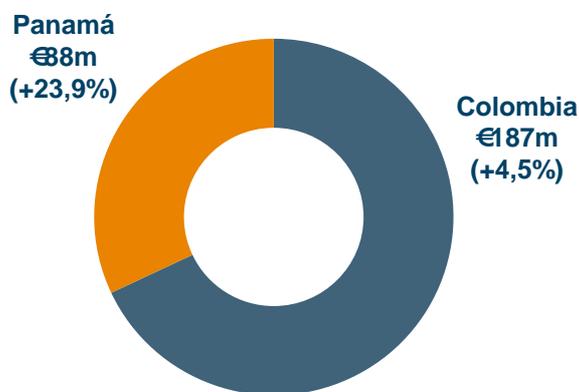
Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia y Panamá.

##### 4.2.3.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
551	582	-5,3	Importe neto de la cifra de negocios	1.647	1.657	-0,6
-399	-420	-5,0	Aprovisionamientos	-1.181	-1.234	-4,3
-12	-12	-	Gastos de personal, neto	-39	-38	2,6
-47	-51	-7,8	Otros gastos/ingresos	-152	-135	12,6
<b>93</b>	<b>99</b>	<b>-6,1</b>	<b>EBITDA</b>	<b>275</b>	<b>250</b>	<b>10,0</b>
-17	-16	6,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-49	-46	6,5
-29	-23	26,1	Provisiones de morosidad	-92	-74	24,3
<b>47</b>	<b>60</b>	<b>-21,7</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>134</b>	<b>130</b>	<b>3,1</b>

##### EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €275 millones aumentando un 10,0% frente al del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 12%.

El negocio de distribución de Colombia aporta €187 millones de EBITDA, lo que supone un aumento del 16% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este EBITDA recoge mayores tributos por €11 millones, correspondientes al Impuesto a la Riqueza, en función de la reforma tributaria aprobada en diciembre de 2014. Sin considerar el efecto de este

impuesto la variación sería del +23%, respondiendo fundamentalmente a los mayores ingresos por incremento del cargo de comercialización desde mayo de 2015 y el aumento de la demanda.

A pesar del crecimiento del negocio de distribución de Colombia, el EBITDA se ha visto afectado por el incremento significativo del coste de la energía, registrado principalmente en el mes de septiembre debido a la situación climatológica del país.

Asimismo, el EBITDA de los nueve primeros meses del año 2015 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por €88 millones.

El incremento de las provisiones de morosidad se produce principalmente en Colombia por el aumento de la facturación puesta al cobro a clientes de zonas con mayores niveles de fraude.

#### 4.2.3.2.- Principales magnitudes

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
4.727	4.420	6,9	Ventas actividad de electricidad (GWh):	13.485	12.792	5,4
4.462	4.157	7,3	Venta de electricidad a tarifa	12.702	12.011	5,8
265	263	0,8	ATR	783	781	0,3
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	3.129	3.002	4,2

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 13.485 GWh, con un incremento del 5,4%, generado por el crecimiento de la demanda, tanto en Colombia como en Panamá.

Se mantiene la evolución positiva de la demanda y se produce un aumento de la cifra de clientes en ambos países, registrándose un crecimiento conjunto del 4,2%.

Las principales magnitudes físicas por países en 2015 son las siguientes:

	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	9.885	3.600	13.485
Incremento vs. 9M14 (%)	4,9	7,0	5,4
Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	2.556	573	3.129
Incremento vs. 30/09/2014, en miles	101	26	127
Índice de pérdidas de mercado (%)	16,6	11,4	15,2

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

### 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

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
77	77	-	Importe neto de la cifra de negocios	234	231	1,3
-	-1	-	Aprovisionamientos	-2	-6	-66,7
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-3	-3	-
-3	-4	-25,0	Otros gastos/ingresos	-13	-11	18,2
<b>73</b>	<b>71</b>	<b>2,8</b>	<b>EBITDA</b>	<b>216</b>	<b>211</b>	<b>2,4</b>
-22	-23	-4,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-61	-61	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
<b>51</b>	<b>48</b>	<b>6,3</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>155</b>	<b>150</b>	<b>3,3</b>

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras de los nueve primeros meses de 2015 alcanza los €234 millones, con un aumento del 1,3%.

El EBITDA se eleva hasta los €216 millones, un 2,4% mayor que en el mismo período del año anterior a pesar de un menor volumen transportado por el gasoducto Magreb-Europa en el año 2015 pero favorecido por el efecto positivo del tipo de cambio del USD.

### 4.3.1.2.- Principales magnitudes

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

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
31.056	30.354	2,3	Transporte de gas-EMPL (GWh):	82.210	91.901	-10,5
9.889	8.599	15,0	Portugal-Marruecos	26.864	26.281	2,2
21.167	21.755	-2,7	España (Gas Natural Fenosa)	55.346	65.620	-15,7

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 82.210 GWh, un 10,5% inferior al del año anterior. Del volumen anterior, 55.346 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 26.864 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa adquirió en 2013 un 14,9% de participación en Medgaz, S.A. Medgaz es la compañía que ostenta la propiedad y que opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año. La capacidad correspondiente está asociada a un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa en los nueve meses transcurridos de 2015 ascienden a 5.716 GWh.

La tramitación de los cinco proyectos que conforman las actuaciones de exploración, producción y almacenamiento que Gas Natural Fenosa tiene previsto realizar en los próximos años en el área del Valle del Guadalquivir (áreas de Marismas, Aznalcázar y Romeral) no ha concluido. En enero de 2013, la Secretaría de Estado de Medioambiente otorgó las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) para los proyectos de Saladillo, Marismas Oriental y Aznalcázar que se unen a la DIA obtenida previamente para el proyecto Marismas Occidental. Posteriormente, la Junta de Andalucía suspendió la tramitación de la Autorización Ambiental Unificada (AAU) de los proyectos Marismas Oriental y Aznalcázar. Gas Natural Fenosa recurrió esa decisión. En mayo de 2015 la Junta de Andalucía ha

emitido un dictamen preliminar de AAU favorable para Aznalcázar y desfavorable para Marismas Oriental al que Gas Natural Fenosa ha efectuado las oportunas alegaciones. Desde abril de 2012, el área de Marismas Occidental funciona parcialmente como almacenamiento subterráneo.

### 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

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€ millones)	9M15	9M14	%
2.330	2.716	-14,2	Importe neto de la cifra de negocios	8.164	8.822	-7,5
-2.120	-2.467	-14,1	Aprovisionamientos	-7.341	-7.940	-7,5
-17	-15	13,3	Gastos de personal, neto	-50	-47	6,4
-53	-48	10,4	Otros gastos/ingresos	-178	-155	14,8
<b>140</b>	<b>186</b>	<b>-24,7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>595</b>	<b>680</b>	<b>-12,5</b>
-7	-5	40,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-19	-16	18,8
-15	-30	-50,0	Provisiones de morosidad	-46	-69	-33,3
<b>118</b>	<b>151</b>	<b>-21,9</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>530</b>	<b>595</b>	<b>-10,9</b>

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €8.164 millones y disminuye un 7,5% respecto al mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €595 millones lo que supone una disminución moderada del 12,5% en relación a la magnitud del ajuste de precios energéticos soportado durante el año. La flexibilidad en la gestión de la cartera global de contratos adaptándose al contexto actual de precios debería permitir una progresiva estabilización del estrechamiento de márgenes del negocio.

#### 4.3.2.2.- Principales magnitudes

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

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
66.757	69.012	-3,3	Suministro de gas (GWh):	210.187	207.356	1,4
39.209	41.285	-5,0	España:	117.603	121.965	-3,6
29.255	28.153	3,9	Comercialización	86.800	84.742	2,4
9.954	13.132	-24,2	Aprovisionamiento a terceros <sup>8</sup>	30.803	37.223	-17,2
27.548	27.727	-0,6	Internacional:	92.584	85.391	8,4
10.028	8.831	13,6	Comercialización resto Europa <sup>8</sup>	37.104	30.597	21,3
17.520	18.896	-7,3	Resto exterior	55.480	54.794	1,3

<sup>8</sup> No incluye operaciones de intercambio

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 210.187 GWh y aumenta un 1,4%, fundamentalmente por la comercialización de gas natural en el exterior.

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales se ha recuperado por quinto trimestre consecutivo, y alcanza los 29.255 GWh en el tercer trimestre de 2015, un 3,9% superior al mismo período del año anterior, debido fundamentalmente a un mayor consumo de ciclos combinados. Un menor aprovisionamiento a terceros resulta finalmente en una disminución de la comercialización en España del 3,6% en los nueve primeros meses de 2015.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 27.548 GWh en el tercer trimestre de 2015 con un descenso del 0,6% con respecto al mismo período de 2014. En el acumulado anual las ventas se sitúan en 92.584 GWh con un aumento del 8,4%.

En septiembre finalizó el periodo de inyección de los almacenamientos subterráneos alcanzando el 100% de la capacidad contratada por Gas Natural Fenosa.

De acuerdo con el último informe de supervisión del mercado mayorista de la CNMC, del 17 de septiembre, Gas Natural Fenosa es la empresa con mayor cuota en el mercado secundario OTC Español con el 11,9 %

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 20%. Ello le permite mantener su liderazgo en la península Ibérica en puertas del próximo lanzamiento del mercado ibérico de gas (MIBGAS).

En este trimestre, Gas Natural Comercializadora ha sido adjudicatario en las subastas mensuales celebradas en la plataforma PRISMA para exportación a Francia. El volumen exportado a Francia en este trimestre ha sido de 2,5 TWh.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con una cartera contratada de 24,8 TWh/año con clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta autoridades locales y del sector público.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica, Luxemburgo, Holanda y Alemania, donde cuenta ya con una cartera contratada de 14,8 TWh/año.

Gas Natural Vendita ha conseguido en el mercado mayorista de Italia una cartera contratada de 6,5 TWh/año a cierre de septiembre 2015.

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

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

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
-	-	-	Contratos minoristas (España) (a 30/09):	11.827.004	11.436.146	3,4
-	-	-	Contratos de energía	8.949.461	8.793.860	1,8
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.877.543	2.642.286	8,9
-	-	-	Contratos por cliente (España)	1,53	1,50	2,0
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas (España)	57,5	57,9	-0,4 p.p.
2.225	1.998	11,4	Comercialización minorista (GWh):	22.021	19.220	14,6
1.999	1.767	13,1	España	19.700	17.208	14,5
226	231	-2,2	Italia	2.321	2.012	15,4

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes proporcionando productos y servicios de calidad, gracias a este desempeño se ha alcanzado la cifra de 12,4 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 542.000 son en Italia.

Gas Natural Fenosa, pionera en la integración del suministro conjunto de ambas energías (gas y electricidad) ha superado los 1,5 millones de hogares, asimismo gran parte de estos hogares (82%) también han contratado el servicio de mantenimiento, al ofrecer unas prestaciones excelentes, de respuesta rápida y efectiva.

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 1.380.000 nuevos contratos en 2015.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa se ha ampliado el servicio exclusivo de atención al cliente Energy Class a los clientes eléctricos de más de 50 MWh/año. La cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para Pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 15.000 contratos. Durante este trimestre se ha iniciado la firma de contratos de suministro de energía fruto del Acuerdo Marco con la Federación Española de Municipios y Provincias.

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

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y Pymes ha hecho crecer la cartera hasta los 2,7 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 141 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*, permite maximizar la calidad del servicio y satisfacción de los clientes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha crecido en un 3% en términos homogéneos respecto al 30 de septiembre de 2014.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario, a cierre del tercer trimestre del 2015 dispone de un total de 45 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 21 estaciones son de acceso público, 14 son de acceso privado y las 10 restantes son privadas con accesos públicos.

Gas Natural Fenosa es líder en Europa en la comercialización y venta de gas natural para uso en vehículos pesados y contamos con estaciones en las principales rutas de transporte de la península.

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.

## 4.4.- ELECTRICIDAD

### 4.4.1. España

Fundamentalmente incluye las actividades de generación de electricidad de 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

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
1.517	1.555	-2,4	Importe neto de la cifra de negocios	4.354	4.319	0,8
-1.188	-1.157	2,7	Aprovisionamientos	-3.270	-3.143	4,0
-36	-37	-2,7	Gastos de personal, neto	-101	-109	-7,3
-97	-184	-47,3	Otros gastos/ingresos	-430	-503	-14,5
<b>196</b>	<b>177</b>	<b>10,7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>553</b>	<b>564</b>	<b>-2,0</b>
-126	-125	0,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-386	-399	-3,3
-17	-9	88,9	Dotación a provisiones	-37	-22	68,2
<b>53</b>	<b>43</b>	<b>23,3</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>130</b>	<b>143</b>	<b>-9,1</b>

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €4.354 millones, con un aumento del 0,8% respecto al mismo período del año anterior y el EBITDA se eleva a €553 millones con una disminución del 2,0% respecto a 2014 debido fundamentalmente al diferente comportamiento de los precios del *pool* entre los períodos que se comparan.

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el tercer trimestre del año los 63.934 GWh, un 3,9% superior a la del mismo trimestre de 2014, continuando la tendencia de aumento de los dos trimestres anteriores. El trimestre ha ido de más a menos, comenzando con un fuerte crecimiento en el mes de julio de 11,7%, debido a las sucesivas olas de calor que soportó la península, para, a continuación, moderarse en agosto, 3,3%, y pasar a valores negativos en el último mes del trimestre, -3,7%, afectado negativamente este último mes por las temperaturas moderadas no habituales del final del verano.

En el conjunto del año la demanda aumenta un 2,6%, cifra que, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, es decir la demanda neta, ha aumentado un 1,2%.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 21 de julio con 40.097 MW, cifra cercana a los máximos de invierno del año y sensiblemente superior a los 37.020 MW alcanzados en el mismo trimestre del año anterior (17 de julio de 2014), y relativamente próxima a los 40.934 MW de máxima de verano en 2010.

El saldo físico de intercambios internacionales se ha mantenido exportador con 620 GWh en el tercer trimestre del año (un 41,2% de disminución respecto al mismo trimestre de 2014). En el conjunto del año el saldo se mantiene exportador con 2,0 TWh, exportando 1 TWh menos que en el acumulado de 2014.

El consumo de bombeo alcanzó en el tercer trimestre los 760 GWh, un 12,8% más que en el mismo trimestre de 2014. En el conjunto del año el consumo de bombeo ha sido de 3,2 TWh, un 18,0% menos que en 2014 en el mismo periodo.

La generación neta nacional presenta un aumento del 3,2% en el tercer trimestre de 2015, por lo que el aumento en el año es del 1,6% respecto al mismo período del año anterior.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable ha disminuido un 1,0% y en su conjunto ha cubierto el 31,8% de la demanda en el tercer trimestre del año, dos puntos menos que en el tercer trimestre de 2014. En términos acumulados, disminuye un 11,1% y cubre un 39,5% de la demanda, seis puntos menos que en 2014.

La generación eólica ha aumentado en el trimestre un 8,5% respecto al mismo período del año anterior, con comportamiento desigual en el trimestre: disminución en julio (-15%) y fuertes aumentos en agosto y sobre todo en septiembre (13,7% y 41,1%, respectivamente). En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 14,6% en el trimestre, medio punto por encima de la del mismo trimestre de 2014. En el conjunto del año la producción eólica es un 2,2% inferior a la de los primeros nueve meses de 2014, y en términos de cobertura un punto menos.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre una disminución del 7,9% con aumentos únicamente en la solar térmica (2,5%) y en la térmica renovable (1,1%). En 2015 aumentan todas las tecnologías excepto la hidráulica (-20,1%), destacando el mayor aumento de la solar térmica (5,3%).

La generación hidráulica convencional ha presentado una disminución en el trimestre del 10,8%, acumulando una bajada del 28,2% en el conjunto del año. La energía hidroeléctrica producible registrada en 2015 califica el año como seco, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 81%; es decir, estadísticamente 81 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado un incremento en el trimestre del 5,2% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con aumentos en todas las tecnologías, excepto el carbón. El hueco térmico ha aumentado en este trimestre un 3,8%, alcanzando una cobertura similar a la del mismo trimestre de 2014 (37,1%). En términos acumulados, la generación no renovable aumenta un 11,5% con fuertes aumentos de carbón y ciclos. El hueco térmico por tanto aumenta un 24,8%, cubriendo un 30,0% de la demanda, 5,4 puntos más que en 2014.

La generación nuclear ha aumentado un 9,9% en el trimestre, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones. En términos acumulados, el aumento es del 2,9%.

La generación con carbón ha presentado una disminución en este tercer trimestre de 2015 del 1,7%, cubriendo un 24,7% de la demanda, 1,4 puntos menos que en el mismo período de 2014. En valores acumulados el carbón aumenta un 26,3% con una cobertura del 19,9%, 3,8 puntos más que en el acumulado del 2014. En el año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 47% frente al 59,4 % de utilización del resto del carbón.

En el tercer trimestre de 2015 los ciclos combinados incrementan su producción un 16,6% respecto al mismo período de 2014. En términos de cobertura de la demanda, en el trimestre la cifra ha sido del 12,4%, 1,3 puntos por encima de la del mismo trimestre de 2014. En el conjunto del año la producción aumenta un 22,1% manteniendo la cobertura del 10,1%, algo más de punto y medio por encima del acumulado de 2014.

El resto de térmica no renovable, cogeneración básicamente, ha aumentado un 0,3% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2014, con lo que el aumento del año es del 2,5%.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 57,04 €/MWh, 4,02 €/MWh por encima de los 53,02 €/MWh del mismo trimestre de 2014 y un 15% superior a los 49,60 €/MWh del trimestre anterior. Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 65,25 €/MWh del 21 de julio y los 32,68 €/MWh del 23 de agosto, lo que ha supuesto que los precios mensuales hayan ido descendiendo (60,74 €/MWh julio, 56,86€/MWh de agosto y 52,63 €/MWh septiembre). En lo que va de año, el precio medio ponderado se sitúa en 51,46 €/MWh, un 32% superior al acumulado en los primeros nueve meses de 2014, 39,10 €/MWh.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 61,92 \$/bbl de promedio en el segundo trimestre de 2015 hasta 50,26 \$/bbl (-18,8%) en el tercer trimestre de este año, con julio como el mes de mayor precio del trimestre, con 56,54 \$/bbl, para volver a bajar por debajo de los 47\$/bbl en agosto. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha disminuido un 0,6%, pasando de 58,88 \$/t de media del segundo trimestre de 2015 a 58,53 \$/t en el tercer trimestre, manteniendo la tendencia de bajada que presentaba desde hace más de dos años tras la pausa del tercer trimestre de 2014. Los derechos de CO<sub>2</sub> (EUAs en Bluenext) se han situado en 7,4 €/t (vencimiento en 2015), superior a los 7,3 €/t de media del pasado trimestre.

#### 4.4.1.2.- Principales magnitudes

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

Capacidad de generación eléctrica:

	30/09/15	30/09/14	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.145	12.122	0,2
Generación:	11.226	11.220	0,1
Hidráulica	1.954	1.948	0,3
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Renovable y cogeneración:	919	902	1,9
Eólica	752	738	1,9
Minihidráulicas	110	107	2,8
Cogeneración y otras	57	57	-

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad:

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
9.028	9.101	-0,8	Energía eléctrica producida (GWh):	23.690	22.815	3,8
8.631	8.736	-1,2	Generación:	22.212	21.243	4,6
317	427	-25,8	Hidráulica	2.141	3.410	-37,2
1.207	1.082	11,6	Nuclear	3.326	3.169	5,0
2.843	2.677	6,2	Carbón	5.814	4.174	39,3
4.264	4.550	-6,3	Ciclos combinados	10.931	10.490	4,2
397	365	8,8	Renovable y cogeneración:	1.478	1.572	-6,0
289	272	6,3	Eólica	1.107	1.161	-4,7
96	80	20,0	Minihidráulicas	338	335	0,9
12	13	-7,7	Cogeneración y otras	33	76	-56,6
9.190	8.904	3,2	Ventas de electricidad (GWh):	26.583	25.788	3,1
7.927	7.624	4,0	Mercado liberalizado	22.491	21.220	6,0
1.263	1.280	-1,3	TUR/Regulado	4.092	4.568	-10,4
-	-	-	Cuota mercado generación (%)	18,8	18,6	0,2 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 9.028 GWh durante el tercer trimestre de 2015, cifra inferior en un 0,8% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 8.631 GWh corresponden a generación tradicional, con un 1,2% de disminución respecto al mismo

período del año anterior. En valores acumulados el conjunto de la producción aumenta un 3,8%, un 4,6% si tenemos en cuenta sólo la generación tradicional.

El año 2015 comenzó en el primer trimestre con una característica hidrológica de año medio (61% de PSS) y pasó a seco en el segundo trimestre, finalizando este tercer trimestre como muy seco, con una característica del 86%, presentando todos los meses de este último trimestre una probabilidad del 99%.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 26,7% de llenado, frente al 28,7% de finales de septiembre del pasado año.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 11,6% en el tercer trimestre respecto a 2014, por lo que el acumulado del año presenta un aumento del 5,0%, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 2.843 GWh frente a los 2.677 GWh del mismo trimestre del pasado año, un 6,2% de incremento. En los primeros nueve meses del año la producción con carbón es un 39,3% superior a la del pasado año, si bien la cifra del 2014 tiene distintos criterios de funcionamiento al serle de aplicación del R.D. de Garantía de Suministro vigente hasta el 31 de diciembre de 2014. A lo largo del trimestre, el funcionamiento ha sido de todo el equipo excepto Narcea 1, con especial relevancia del mes de julio de 2015 con más de 1,1 TWh de producción.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el tercer trimestre de 2015 ha alcanzado la cifra de 4.264 GWh, un 6,3% inferior a la del mismo período de 2014. En el conjunto del año el incremento de la producción con ciclos combinados se sitúa en el 4,2% respecto al mismo período del 2014.

La cuota de mercado en generación tradicional, acumulada a 30 de septiembre de 2015, de Gas Natural Fenosa es del 18,8%, ligeramente superior a la de final del tercer trimestre de 2014.

La generación eólica presenta un aumento en el trimestre del 6,3%, el resto de hidráulica del 20,0% y la cogeneración presenta un descenso del 7,7%. En el conjunto del año todas estas tecnologías, excepto el resto de hidráulica, presentan descensos, especialmente la cogeneración con un 56,6% de disminución.

En comercialización de electricidad las ventas del tercer trimestre de 2015 han alcanzado la cifra de 9.190 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con un aumento del 3,2% respecto al mismo trimestre de 2014. En el acumulado anual la cifra de comercialización de electricidad se eleva a 26.583 GWh con un crecimiento del 3,1%. Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de maximización de márgenes, optimización de cuota y el grado de cobertura que Gas Natural Fenosa desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

En el tercer trimestre de 2014 las emisiones de CO<sub>2</sub> consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 4,4 millones de toneladas, muy similares a las emisiones del mismo período del año 2014. El dato acumulado para los tres primeros trimestres del 2015 es de 9,9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (+1,6 Mt con respecto al mismo período del año anterior debido al mayor funcionamiento de las centrales térmicas de carbón).

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para el período post Kyoto 2013-2020 adquiriendo los derechos y créditos de emisión necesarios a través de su participación activa tanto en el mercado secundario como en proyectos primarios y fondos de carbono.

### GNF Renovables

Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) a 30 de septiembre de 2015 tiene una potencia total instalada de 919 MW consolidables (878 MW en operación), de los cuales 752 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 57 MW a cogeneración, si bien las plantas de purines y la planta de cogeneración de Eneralco (en total 42 MW) se encuentran en situación de parada definitiva.

La producción del tercer trimestre ha sido superior a la alcanzada en el mismo período del año 2014 (397 GWh frente a 365 GWh). No obstante, en datos acumulados a 30 de septiembre, la producción total del año 2015 se sitúa ligeramente por debajo de la alcanzada en el mismo período del año de 2014 (1.478 GWh frente a 1.572 GWh, un 6,0% inferior), debido fundamentalmente a la menor producción eólica (54 GWh) y al efecto de la parada de las cogeneradoras asociadas a purines (estuvieron funcionando hasta el 8 de febrero de 2014), lo que supone una reducción en el acumulado a septiembre de 2015 de 30 GWh.

El pasado mes de abril el MINETUR envió a la CNMC una propuesta de Real Decreto para el establecimiento de una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, así como una propuesta de Orden que regula el procedimiento de asignación de dicho régimen retributivo específico y los correspondientes valores para las instalaciones tipo de referencia. Ambas propuestas han superado la fase de alegaciones y recibido informe de la CNMC, encontrándose en periodo de aprobación/publicación definitiva. Gas Natural Fenosa está analizando su posible participación en esta subasta, que se concretará definitivamente en base a las condiciones y mecanismos que se indiquen en la resolución que establezca los aspectos específicos de dicha convocatoria.

Gas Natural Fenosa alcanzó el pasado 22 de junio de 2015 un acuerdo para adquirir el 100% de la firma de energías renovables Gecalsa por un valor empresa de €260 millones. Gecalsa opera 10 parques eólicos y una planta fotovoltaica en España que suman una capacidad instalada neta de 221,7 MW (237,5 MW brutos). Una vez obtenidas las autorizaciones administrativas preceptivas, se realizó el cierre definitivo de la operación y toma de control del grupo Gecalsa en el mes de octubre de 2015.

Gecalsa era uno de los principales productores independientes de energía eólica en España, con presencia en Galicia, Castilla-La Mancha, Castilla y León y Andalucía que, adicionalmente a los proyectos en operación, cuenta con una cartera de proyectos eólicos en desarrollo.

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

Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa crea la sociedad Global Power Generation (GPG) con el fin de impulsar su negocio de generación internacional. La nueva sociedad incorpora los activos y negocios de generación eléctrica de Gas Natural Fenosa fuera de Europa y su creación está alineada con los objetivos establecidos en el actual plan estratégico de la compañía, que contempla el crecimiento en el mercado internacional a través del desarrollo de proyectos de generación, especialmente en Latinoamérica y Asia.

Este epígrafe 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.

El pasado 30 de marzo de 2015 Gas Natural Fenosa y Kuwait Investment Authority (KIA) firmaron un acuerdo para realizar una ampliación de capital de \$550 millones en Global Power Generation (GPG) a suscribir íntegramente por KIA. Tras la ampliación de capital, KIA tiene una participación del 25% de GPG, manteniendo Gas Natural Fenosa el control sobre esta sociedad.

La operación, una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, se ha cerrado con fecha 5 de octubre de 2015 y supone la asociación con un socio inversor sólido para acelerar el desarrollo de los planes de expansión en generación internacional, que contemplan, a medio plazo, construir 5 GW adicionales de capacidad de generación en mercados internacionales principalmente en Latinoamérica y Asia.

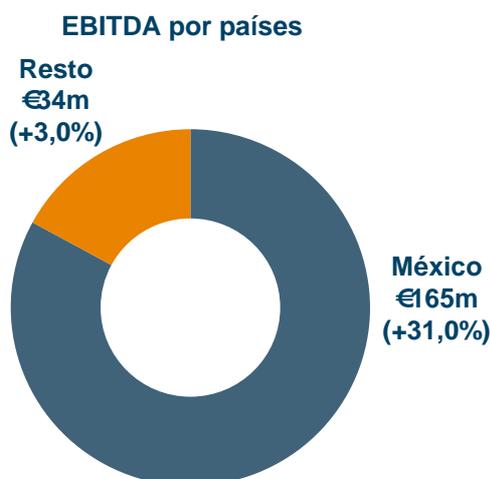
#### 4.4.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
207	225	-8,0	Importe neto de la cifra de negocios	616	708	-13,0
-112	-149	-24,8	Aprovisionamientos	-328	-489	-32,9
-10	-6	66,7	Gastos de personal, neto	-29	-15	93,3
-19	-13	46,2	Otros gastos/ingresos	-60	-45	33,3
<b>66</b>	<b>57</b>	<b>15,8</b>	<b>EBITDA</b>	<b>199</b>	<b>159</b>	<b>25,2</b>
-35	-26	34,6	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-97	-74	31,1
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
<b>31</b>	<b>31</b>	<b>-</b>	<b>Resultado de explotación</b>	<b>102</b>	<b>85</b>	<b>20,0</b>

El EBITDA de Global Power Generation en el los nueve primeros meses de 2015 alcanza los €199 millones, con un incremento del 25,2% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, al efecto tipo de cambio y la entrada en operación comercial de Bii Hioxo (México) desde octubre 2014 y de Torito (Costa Rica) a partir de mayo de 2015.

En México, el EBITDA aumenta un 31,0 % debido fundamentalmente a la operación del parque eólico de Bii Hioxo (en operación desde octubre de 2014) que aporta un EBITDA de €22 millones y el efecto del tipo de cambio USD/€ favorable en 2015 que compensa el menor resultado de las centrales por el diferente calendario de mantenimientos, el efecto de los Índices de referencia de los contratos y el menor precio del gas.



El EBITDA de República Dominicana presenta una variación positiva del 32,3% (un 9,1% sin considerar el efecto de tipo de cambio) como consecuencia de la mayor producción en 2015, mejorándose las condiciones de oferta y demanda del mercado debido a la menor generación hidráulica y fluctuaciones del precio de combustible, lo que ha ocasionado ventas en el mercado *spot* en vez de las compras que se tuvieron que realizar en 2014.

El EBITDA de Panamá aumenta un 181,1% (un 131,8% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido a la mayor producción hidráulica por el aumento de las precipitaciones en las zonas donde están ubicadas las centrales. Esto ha ocasionado

un menor coste de energía por compras en el mercado y menor coste de combustible por la menor operación con unidades térmicas para cubrir los compromisos contractuales de potencia.

El EBITDA de Costa Rica aumenta como consecuencia de la entrada en operación de Torito a partir del mayo de 2015.

En Kenia el EBITDA aumenta un 35,8%. El incremento se debe fundamentalmente a los menores gastos incurridos en tareas de mantenimiento, por la menor utilización de las plantas tras la entrada en operación comercial en el país de instalaciones con tecnología más eficiente.

#### 4.4.2.2.- Principales magnitudes

	30/09/15	30/09/14	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.702	2.429	11,2
México (CC)	2.035	2.035	-
México (Eólico)	234	-	-
Costa Rica (hidráulica)	101	51	98,0
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	0	11	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
4.808	4.631	3,8	Energía eléctrica producida (GWh):	13.233	13.492	-1,9
4.198	4.187	0,3	México (CC)	11.412	12.301	-7,2
150	-	-	México (Eólico)	604	-	-
129	47	-	Costa Rica (hidráulica)	266	118	-
13	16	-18,8	Panamá (hidráulica)	45	43	4,7
-	4	-	Panamá (fuel)	-	28	-
286	275	4,0	República Dominicana (fuel)	812	628	29,3
32	102	-68,6	Kenia (fuel)	94	374	-74,9

	9M15	9M14	var p.p.
Factor de disponibilidad (%):			
México (CC)	88,8	98,0	-9,2
Costa Rica (hidráulica)	94,4	93,1	1,3
Panamá (hidráulica y fuel)	95,8	90,9	4,9
República Dominicana (fuel)	93,0	89,5	3,5
Kenia (fuel)	94,0	86,9	7,1

La producción de México es inferior a la registrada el mismo período del año anterior como consecuencia de la menor producción de Tuxpan por la parada mayor del GIII y por la menor producción de Naco debido al mantenimiento mayor de la central que ha tenido lugar entre los meses de febrero y marzo de 2015. Estos efectos se compensan con la mayor producción de energía eólica, debido a que Bii Hioxo inició su operación comercial el 1 de octubre de 2014, así como por una mayor venta de excedentes en Naco y Durango. Los mantenimientos mayores realizados en este año inciden en un valor de disponibilidad inferior al obtenido en el mismo período del año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto favorecida por un mayor despacho por parte de ICE (Instituto Costarricense de Energía) debido a la mayor pluviosidad respecto al mismo período del año anterior y la entrada en operación comercial de Torito.

La menor producción en Panamá se debe a la menor generación de las centrales térmicas como consecuencia de la salida del sistema de la Central de Capira y Chitré a partir de enero y mayo de 2015, respectivamente. Por el contrario, se produce un aumento de la producción hidráulica por el aumento de la pluviosidad respecto a 2014. La mayor disponibilidad respecto al mismo período del año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en las centrales térmicas en 2014 derivados de una mayor operación.

La generación en República Dominicana aumentó un 29,3% respecto al mismo período del año anterior debido a la menor generación hidráulica en el país así como a las fluctuaciones del precio de combustible, que han variado las condiciones de oferta y demanda, mejorando la posición de las instalaciones en la lista de mérito.

La producción con fuel en Kenia ha disminuido un 74,9% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los 94 GWh. Este descenso se debe al menor despacho, como consecuencia de la entrada en operación comercial de instalaciones con tecnología más eficiente, así como al mayor despacho de instalaciones hidráulicas en época de lluvias.

#### **4.5.- COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD (Chile)**

Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) es la cabecera de uno de los grupos energéticos integrados más importantes del país. Concentra casi toda su actividad en el sector eléctrico y gasista en Chile (desde Arica a Puerto Williams), Argentina (en cinco provincias) y en Colombia (26 de los 32 distritos en la actividad de distribución de gas licuado).

En el mercado de electricidad, la compañía es responsable de la distribución del 40% de la energía eléctrica y satisface la demanda del 43% de los consumidores de Chile, con más de 2,8 millones de clientes y es el primer operador de red de alta tensión con una cuota de mercado del 35% y 3.495 kilómetros de líneas.

Asimismo, cuenta con una participación directa en Gasco, una de las tres principales distribuidoras de gas licuado de petróleo (GLP) con un 27% de cuota de mercado, que a su vez participa en Metrogas, la principal distribuidora de gas natural del país y en otras distribuidoras con 610.432 puntos de suministro. Metrogas tiene una sólida posición en el mercado de gas natural licuado a través de su participación en la terminal de regasificación de gas natural de Quintero.

En octubre de 2014 Gas Natural Fenosa y los accionistas mayoritarios de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) alcanzaron un acuerdo por el que Gas Natural Fenosa se comprometía a lanzar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre la totalidad del capital social de CGE y los vendedores a vender irrevocablemente sus acciones en el marco de dicha oferta.

La oferta, por el 100% de las acciones de CGE, se realizó a un precio en efectivo de 4.700 pesos chilenos por acción y concluyó exitosamente el pasado 14 de noviembre de 2014.

Así Gas Natural Fenosa Chile, filial al 100% de Gas Natural Fenosa, es el nuevo accionista mayoritario de la mayor distribuidora de electricidad y gas en Chile con una participación del 96,72% y se incorpora al perímetro de consolidación por el método de integración global con fecha 30 de noviembre de 2014. A lo largo del primer trimestre de 2015 se ha adquirido un 0,65% adicional de participación.

Con fecha 7 de Octubre de 2015, Gas Natural Fenosa Chile ha suscrito un contrato de compraventa por la participación que el accionista Trigas S.A. tenía en Metrogas, que representaba el 8,33% del capital. Con esta operación se fortalece el control sobre la sociedad.

Tras la integración de CGE en Gas Natural Fenosa se han potenciado los ejes estratégicos de servicio al cliente, eficiencia operacional, seguridad en las operaciones y crecimiento sostenido. Para el correcto cumplimiento de estos desafíos se ha considerado necesario continuar con la evolución de la estructura organizacional que ha supuesto la creación de nuevas áreas de trabajo, tanto a nivel corporativo como en la Unidad de Negocios Eléctrico readecuándose sus funciones.

Estas modificaciones no sólo son un paso necesario para el desarrollo de los nuevos ejes estratégicos, sino que también permitirán dotar a la organización de un esquema de trabajo, que consagra el trabajo en equipo, el desempeño ágil de la empresa y su eficiencia.

El Directorio de la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) con fecha 4 de marzo de 2015 acordó por unanimidad nombrar como Gerente General a Antonio Gallart con efectos 1 de abril de 2015. Hasta dicha fecha desempeñaba el cargo de director general de Recursos de Gas Natural Fenosa.

#### 4.5.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T15	3T14	%	(€millones)	9M15	9M14	%
913	-	-	Importe neto de la cifra de negocios	2.713	-	-
-636	-	-	Aprovisionamientos	-1.899	-	-
-51	-	-	Gastos de personal, neto	-166	-	-
-57	-	-	Otros gastos/ingresos	-184	-	-
<b>169</b>	-	-	<b>EBITDA</b>	<b>464</b>	-	-
-49	-	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-146	-	-
1	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
<b>121</b>	-	-	<b>Resultado de explotación</b>	<b>318</b>	-	-

Tras la adquisición de la compañía, se incorpora al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa por el método de integración global en fecha 30 de noviembre de 2014, siendo su contribución al EBITDA consolidado del período de €464 millones.

#### 4.5.2.- Principales magnitudes

Las principales magnitudes operativas del ejercicio 2015 y su variación respecto al año anterior son las siguientes:

##### Distribución gas

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
13.725	11.012	24,6	Ventas actividad de gas (GWh):	36.715	33.076	11,0
6.142	4.136	48,5	Ventas de gas a tarifa	15.083	13.575	11,1
7.583	6.876	10,3	ATR	21.632	19.501	10,9
52	45	15,6	Red de distribución (km)	8.209	8.171	0,5
3	2	50,0	Incremento de puntos de suministro, en miles	17	12	41,7
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	610	585	4,3

El incremento en ventas de gas a tarifa por 11% se explica por un incremento de 34,3% en generadoras eléctricas debido a mayores ventas puntuales respecto del año 2014, y a un incremento del 2,5% del mercado industrial mientras que el mercado residencial / comercial tiene un crecimiento insignificante. En cuanto al crecimiento de ATR, éstos se explican por un crecimiento del gas transportado por la sociedad Gasoducto del Pacífico (10,9%).

## Distribución electricidad

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
3.875	3.769	2,8	Ventas actividad de electricidad (GWh):	11.955	11.589	3,2
3.668	3.570	2,7	Ventas de electricidad a tarifa	11.334	10.974	3,3
207	199	4,0	ATR	621	615	1,0
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09):	2.906	2.833	2,6
-	-	-	Chile	2.691	2.624	2,6
-	-	-	Argentina	215	209	2,9

El crecimiento del 3,2% en las ventas de la actividad de distribución de electricidad se explica principalmente por un aumento del 4,2% en ventas a clientes regulados, compensados parcialmente por una disminución del 7,5% por ventas a clientes libres.

## Transmisión de electricidad

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
3.486	3.428	1,7	Energía transportada (GWh)	10.932	10.618	3,0
-	-	-	Red de transporte (km)	3.495	3.495	-

El crecimiento del 3,0% experimentado por la energía transportada correspondiente fundamentalmente a la filial Transnet (Chile) se explica por la evolución que presentan las ventas físicas de las distribuidoras eléctricas en Chile que participan del Sistema Interconectado Central (SIC) asociadas al crecimiento orgánico del consumo.

## GLP

3T15	3T14	%		9M15	9M14	%
2.481	3.696	-32,9	Ventas mayoristas a terceros (GWh)	6.141	8.419	-27,1
1.652	1.658	-0,4	Ventas a cliente final (GWh):	4.298	4.360	-1,4
1.325	1.317	0,6	Chile	3.323	3.380	-1,7
327	341	-4,1	Colombia	975	980	-0,5
-	-	-	Cuota mercado Chile (%)	26,6	26,8	-0,2 p.p.
-	-	-	Cuota mercado Colombia (%)	17,5	18,5	-1 p.p.

La venta mayorista de GLP ha decrecido en un 27,1% debido a una disminución de la actividad, ya que durante 2015 uno de los distribuidores ha iniciado su aprovisionamiento de forma independiente.

La venta a cliente final en Chile disminuyó en 1,4% debido al efecto de la temperatura.

---

Se resumen a continuación los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) desde el 1 de enero de 2015 hasta la fecha:

- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €500 millones (comunicado el 13 de enero de 2015, número de registro 217217).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del año 2014 (comunicado el 27 de enero de 2015, número de registro 217787).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa suscribe un Proyecto de segregación o filialización del negocio de generación de electricidad en España de origen nuclear (comunicado el 30 de enero de 2015, número de registro 218025).
- Gas Natural Fenosa publica el informe de resultados correspondientes al año 2014 (comunicado el 17 de febrero de 2015, número de registro 218676).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al año 2014 (comunicado el 17 de febrero de 2015, número de registro 218681).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2014 (comunicado el 20 de febrero de 2015, número de registro 218833).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2014 (comunicado el 20 de febrero de 2015, número de registro 218834).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual sobre remuneraciones de los consejeros del ejercicio 2014 (comunicado el 20 de febrero de 2015, número de registro 218835).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa aprueba el nombramiento de Rosa Maria Sanz como directora general de Recursos y miembro del Comité de Dirección (comunicado el 27 de marzo de 2015, número de registro 220804).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa acuerda celebrar Junta General Ordinaria de Accionistas para el día 14 de mayo de 2015 y que será oportunamente convocada (comunicado el 27 de marzo de 2015, número de registro 220806).
- Gas Natural Fenosa comunica la firma de un acuerdo con Kuwait Investment Authority (KIA) para entrar en el capital de Global Power Generation (GPG) (comunicado el 30 de marzo de 2015, número de registro 220834).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa convoca Junta General Ordinaria de Accionistas para el día 14 de mayo de 2015 (comunicado el 9 de abril de 2015, número de registro 221171).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del primer trimestre de 2015 (comunicado el 20 de abril de 2015, número de registro 221547).
- Gas Natural Fenosa comunica el cierre de una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas por €500 millones (comunicado el 21 de abril de 2015, número de registro 221605).
- Gas Natural Fenosa Gas Natural Fenosa (a través de su filial Unión Fenosa Preferentes, S.A.U.) ha acordado la realización de una oferta de compra de las participaciones emitidas el 30 de junio de 2005 (comunicado el 4 de mayo de 2015, número de registro 222331).

- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer trimestre de 2015 (comunicado el 6 de mayo de 2015, número de registro 222525).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados del primer trimestre de 2015 (comunicado el 6 de mayo de 2015, número de registro 222532).
- Gas Natural Fenosa remite copia de la presentación utilizada en la rueda de prensa previa a la Junta General de Accionistas (comunicado el 14 de mayo de 2015, número de registro 222997).
- 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 14 de mayo de 2015, número de registro 223009).
- Gas Natural Fenosa comunica el resultado de la oferta de compra de las participaciones preferentes emitidas el 30 de junio de 2005 por Unión Fenosa Preferentes, S.A.U. (comunicado el 27 de mayo de 2015, número de registro 223589).
- Gas Natural Fenosa alcanza un acuerdo para adquirir el 100% de la empresa de energías renovables Gecalsa por €260 millones (comunicado el 22 de junio de 2015, número de registro 224794).
- Gas Natural Fenosa alcanza un acuerdo para la venta de su participación del 44,94% en Barras Eléctricas Galaico Asturianas (BEGASA) por €97,2 millones (comunicado el 29 de junio de 2015, número de registro 225264).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del primer semestre de 2015 (comunicado el 6 de julio de 2015, número de registro 225650).
- Gas Natural Fenosa remite el informe de resultados del primer semestre de 2015 (comunicado el 29 de julio de 2015, número de registro 226880).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondiente al primer semestre de 2015 (comunicado el 29 de julio de 2015, número de registro 226894).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer semestre de 2015 (comunicado el 31 de julio de 2015, número de registro 227191).
- Gas Natural Fenosa alcanza un acuerdo para adquirir cerca de 250.000 puntos de suministros de propano canalizado a Repsol Butano (comunicado el 30 de septiembre de 2015, número de registro 229128).
- Gas Natural Fenosa adquiere el 8,33% de la empresa Metrogas por €116 millones (comunicado el 8 de octubre de 2015, número de registro 229498).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del período enero-septiembre de 2015 (comunicado el 15 de octubre de 2015, con número de registro 229694).
- El Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha concedido un préstamo a Gas Natural Fenosa por importe de hasta €900 millones destinado a financiar parte de las inversiones de distribución de gas en España para los ejercicios 2015-2018 (comunicado el 3 de noviembre de 2015, con número de registro 230508).

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

(€ millones)	9M15	9M14
Importe neto de la cifra de negocios	20.042	18.223
Otros ingresos de explotación	206	205
Aprovisionamientos	-13.905	-12.803
Gastos de personal	-775	-617
Otros gastos de explotación	-1.570	-1.402
<b>EBITDA</b>	<b>3.998</b>	<b>3.606</b>
Otros resultados	5	253
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1.337	-1.184
Dotación a provisiones	-194	-185
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>2.472</b>	<b>2.490</b>
Resultado financiero	-694	-587
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	-5	-75
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>1.773</b>	<b>1.828</b>
Impuesto sobre beneficios	-434	-448
Participaciones no dominantes	-245	-141
<b>RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO</b>	<b>1.094</b>	<b>1.239</b>

**EBITDA**

(€millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
<b>DISTRIBUCIÓN GAS</b>	<b>385</b>	<b>413</b>	<b>395</b>		
España	214	222	229		
Italia	16	17	17		
Latinoamérica	155	174	149		
<b>DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD</b>	<b>243</b>	<b>246</b>	<b>261</b>		
España	142	147	162		
Moldavia	10	8	6		
Latinoamérica	91	91	93		
<b>GAS</b>	<b>322</b>	<b>276</b>	<b>213</b>		
Infraestructuras	71	72	73		
Aprovisionamientos y comercialización	251	204	140		
<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>286</b>	<b>204</b>	<b>262</b>		
España	213	144	196		
Global Power Generation	73	60	66		
<b>CGE</b>	<b>125</b>	<b>170</b>	<b>169</b>		
<b>RESTO</b>	<b>8</b>	<b>-4</b>	<b>24</b>		
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>1.369</b>	<b>1.305</b>	<b>1.324</b>		

(€millones)	1T14	2T14	3T14	4T14	2014
<b>DISTRIBUCIÓN GAS</b>	<b>390</b>	<b>395</b>	<b>400</b>	<b>357</b>	<b>1.542</b>
España	227	225	224	195	871
Italia	16	18	16	16	66
Latinoamérica	147	152	160	146	605
<b>DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD</b>	<b>232</b>	<b>224</b>	<b>259</b>	<b>255</b>	<b>970</b>
España	141	146	152	146	585
Moldavia	12	6	8	11	37
Latinoamérica	79	72	99	98	348
<b>GAS</b>	<b>322</b>	<b>312</b>	<b>257</b>	<b>299</b>	<b>1.190</b>
Infraestructuras	71	69	71	77	288
Aprovisionamientos y comercialización	251	243	186	222	902
<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>255</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>280</b>	<b>1.003</b>
España	205	182	177	218	782
Global Power Generation	50	52	57	62	221
<b>CGE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>36</b>	<b>36</b>
<b>RESTO</b>	<b>25</b>	<b>32</b>	<b>35</b>	<b>20</b>	<b>112</b>
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>1.224</b>	<b>1.197</b>	<b>1.185</b>	<b>1.247</b>	<b>4.853</b>

**Inversiones materiales e intangibles**

(€millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
DISTRIBUCIÓN GAS	<b>101</b>	<b>154</b>	<b>179</b>		
España	54	82	115		
Italia	2	7	6		
Latinoamérica	45	65	58		
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	<b>54</b>	<b>83</b>	<b>100</b>		
España	28	50	65		
Moldavia	1	2	1		
Latinoamérica	25	31	34		
GAS	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>12</b>		
Infraestructuras	2	1	4		
Aprovisionamientos y comercialización	6	9	8		
ELECTRICIDAD	<b>47</b>	<b>61</b>	<b>69</b>		
España	35	47	56		
Global Power Generation	12	14	13		
CGE	<b>54</b>	<b>65</b>	<b>68</b>		
RESTO	<b>5</b>	<b>16</b>	<b>30</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>269</b>	<b>389</b>	<b>458</b>		

(€millones)	1T14	2T14	3T14	4T14	2014
DISTRIBUCIÓN GAS	<b>82</b>	<b>118</b>	<b>142</b>	<b>366</b>	<b>708</b>
España	48	68	75	144	335
Italia	3	6	6	10	25
Latinoamérica	31	44	61	212	348
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	<b>44</b>	<b>70</b>	<b>93</b>	<b>149</b>	<b>356</b>
España	20	40	57	101	218
Moldavia	2	3	4	6	15
Latinoamérica	22	27	32	42	123
GAS	<b>183</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>25</b>	<b>228</b>
Infraestructuras	178	2	5	7	192
Aprovisionamientos y comercialización	5	5	8	18	36
ELECTRICIDAD	<b>39</b>	<b>76</b>	<b>80</b>	<b>113</b>	<b>308</b>
España	16	31	40	55	142
Global Power Generation	23	45	40	58	166
CGE	-	-		<b>39</b>	<b>39</b>
RESTO	<b>9</b>	<b>38</b>	<b>21</b>	<b>92</b>	<b>160</b>
<b>TOTAL</b>	<b>357</b>	<b>309</b>	<b>349</b>	<b>784</b>	<b>1.799</b>

(€ millones)	30/09/15	30/09/14
<b>Activo no corriente-</b>	<b>38.424</b>	<b>33.081</b>
Inmovilizado intangible	10.351	7.888
Inmovilizado material	23.707	20.218
Inversiones método participación	1.971	2.322
Activos financieros no corrientes	1.394	1.562
Activos por impuesto diferido	1.001	1.091
<b>Activo corriente-</b>	<b>8.462</b>	<b>9.967</b>
Existencias	874	937
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.895	4.792
Otros activos financieros corrientes	413	333
Efectivo y medios líquidos equivalentes	2.280	3.905
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>46.886</b>	<b>43.048</b>

(€ millones)	30/09/15	30/09/14
<b>Patrimonio neto-</b>	<b>18.124</b>	<b>15.985</b>
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.431	14.420
Participaciones no dominantes	3.693	1.565
<b>Pasivo no corriente-</b>	<b>22.848</b>	<b>20.054</b>
Ingresos diferidos	851	830
Provisiones no corrientes	1.509	1.457
Pasivos financieros no corrientes	16.806	14.884
Pasivos por impuesto diferido	2.672	2.014
Otros pasivos no corrientes	1.010	869
<b>Pasivo corriente-</b>	<b>5.914</b>	<b>7.009</b>
Provisiones corrientes	158	108
Pasivos financieros corrientes	1.722	2.866
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.686	3.617
Otros pasivos corrientes	348	418
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>46.886</b>	<b>43.048</b>

(€ millones)	9M15	9M14
<b>Flujos de efectivo de las actividades de explotación</b>	<b>2.537</b>	<b>2.069</b>
Resultado antes de impuestos	1.773	1.828
Ajustes del resultado	1.865	1.401
<b>Cash flow operativo</b>	<b>3.638</b>	<b>3.229</b>
Cambios en el capital corriente	-263	-261
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-838	-899
<b>Flujos de efectivo por actividades de inversión</b>	<b>-857</b>	<b>-422</b>
Pagos por inversiones	-1.370	-1.201
Cobros por desinversiones	465	731
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	48	48
<b>Flujos de efectivo por actividades de financiación</b>	<b>-2.876</b>	<b>-1.914</b>
Cobros y (pagos) por obligaciones perpetuas subordinadas	-51	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	-1.740	-816
Pagos por dividendos	-994	-1.047
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-91	-51
<b>Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes</b>	<b>-96</b>	<b>-</b>
<b>Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes</b>	<b>-1.292</b>	<b>-267</b>
<b>Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período</b>	<b>3.572</b>	<b>4.172</b>
<b>Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período</b>	<b>2.280</b>	<b>3.905</b>

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)