



Resultados primer semestre 2015

29 de julio de 2015

EL BENEFICIO NETO EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2015 ALCANZA LOS €751 MILLONES

- El beneficio neto del primer semestre de 2015 se sitúa en €751 millones y desciende un 19,4% debido fundamentalmente a la materialización de los resultados extraordinarios por la venta de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones y sus sociedades participadas en el primer semestre de 2014, período con el que se compara. En términos homogéneos, es decir ajustando la plusvalía neta generada en el año anterior, el beneficio neto aumenta en un 1,2%, gracias al adecuado equilibrio del perfil de negocio con una contribución creciente de una presencia internacional mas diversificada y a los resultados de una estricta disciplina financiera.
- El EBITDA consolidado de los primeros seis meses del año aumenta en €253 millones y alcanza los €2.674 millones con un aumento del 10,5% 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 el primer semestre de 2014, aporta €295 millones al EBITDA consolidado del primer semestre 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, sin impacto en el primer semestre de 2014, que asciende a €53 millones y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de €32 millones, desinvertida en junio de 2014.
- La adquisición de CGE acelera el cumplimiento de los objetivos comprometidos en el plan estratégico 2013-2015, aportando mayor diversificación en el perfil de negocio apalancado en activos y negocios con desempeño eficiente y potencial de crecimiento. Durante 2015 Gas Natural Fenosa elaborará un nuevo plan estratégico que incluirá, entre otras, la contribución de estos nuevos activos.
- El 22 de junio de 2015 Gas Natural Fenosa alcanza un acuerdo para adquirir el 100% de la sociedad de energías renovables Gecalsa, que opera 10 parques eólicos y una planta fotovoltaica en España con una capacidad instalada neta de 221,7 MW (237,5 MW brutos), por un valor empresa de €260 millones.
- Asimismo, el 29 de junio de 2015 Gas Natural Fenosa alcanza un acuerdo para la venta de su participación del 44,9% en la sociedad de distribución eléctrica Barras Eléctricas Galaico Asturianas (BEGASA) por €97 millones. No se espera que dicha venta tenga un impacto significativo en resultados.
- Tras la adquisición de CGE, a 30 de junio de 2015 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 47,6% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,1 veces, en términos proforma.
- La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 14 de mayo de 2015 aprueba la distribución de un dividendo total con cargo a los resultados del ejercicio 2014 de €0,908 por acción en efectivo, un 1,2% más que el año anterior, en línea con el incremento del beneficio neto y mantiene el *pay out* en el 62,1%. El pago del dividendo complementario de €0,511 por acción fue realizado el 1 de julio de 2015.
- Siguiendo con la política financiera tanto de diversificación geográfica como de instrumentos, el pasado 14 de julio de 2015 Gas Natural México coloca 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.

1.- PRINCIPALES MAGNITUDES

1.1.- Principales magnitudes económicas

2T15	2T14	%	(€ millones)	1S15	1S14	%
6.403	5.870	9,1	Importe neto de la cifra de negocios	13.685	12.154	12,6
1.305	1.197	9,0	EBITDA	2.674	2.421	10,5
790	972	-18,7	Beneficio de explotación	1.654	1.762	-6,1
347	530	-34,5	Resultado neto	751	932	-19,4
649	586	9,4	Flujos de efectivo actividades explotación	1.611	1.420	13,5
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 30/06 (€)	20,34	23,07	-11,8
-	-	-	Capitalización bursátil a 30/06	20.354	23.086	-11,8
-	-	-	Resultado neto por acción (€)	0,82 ¹	0,93	-11,8
431	326	32,2	Inversiones	744	693	7,4
-607	88	-	Patrimonio neto	18.410	15.437	19,3
-594	-700	-15,1	Deuda financiera neta (a 30/06)	16.737	13.472	24,2

1.2.- Ratios

	1S15	1S14
Endeudamiento ²	47,6%	46,6%
EBITDA/ Coste deuda financiera neta	5,9x	6,4x
Deuda financiera neta/EBITDA ³	3,1x	2,8x
PER	15,9x	14,5x
EV/EBITDA ⁴	6,9x	7,7x

Datos bursátiles y de balance a 30 de junio.

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

² Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta+Patrimonio neto).

³ En términos anualizados proforma incorporando EBITDA de CGE julio-noviembre de 2014. De no ser así, resulta en un 3,3x.

⁴ En términos anualizados proforma incorporando EBITDA de CGE julio-noviembre de 2014. De no ser así, resulta en un 7,3x.

1.3.- Principales magnitudes físicas

Actividad de Distribución:

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
99.956	101.457	-1,5	Distribución de gas (GWh):	215.924	211.291	2,2
37.624	36.434	3,3	Europa:	93.557	89.404	4,6
37.624	36.434	3,3	ATR ⁵	93.557	89.404	4,6
62.332	65.023	-4,1	Latinoamérica:	122.367	121.887	0,4
39.699	41.804	-5,0	Ventas de gas a tarifa	77.786	76.528	1,6
22.633	23.219	-2,5	ATR	44.581	45.359	-1,7
12.781	12.535	2,0	Distribución de electricidad (GWh):	26.304	25.715	2,3
8.240	8.237	-	Europa:	17.546	17.343	1,2
627	594	5,6	Ventas de electricidad a tarifa	1.358	1.305	4,1
7.613	7.643	-0,4	ATR	16.188	16.038	0,9
4.541	4.298	5,7	Latinoamérica:	8.758	8.372	4,6
4.280	4.035	6,1	Ventas de electricidad a tarifa	8.240	7.854	4,9
261	263	-0,8	ATR	518	518	-
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	12.439	12.101	2,8
-	-	-	Europa	5.707	5.654	0,9
-	-	-	Latinoamérica	6.732	6.447	4,4
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	7.631	7.487	1,9
-	-	-	Europa	4.537	4.522	0,3
-	-	-	Latinoamérica	3.094	2.965	4,4
-	-	-	TIEPI en España (minutos)	20	27	-25,9

Actividad de Gas:

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
68.358	69.487	-1,6	Comercialización mayorista (GWh):	144.936	142.242	1,9
37.895	41.977	-9,7	España	79.900	84.579	-5,5
30.463	27.510	10,7	Resto ventas de gas	65.036	57.663	12,8
3.722	3.865	-3,7	Comercialización minorista (GWh)	19.795	17.223	14,9
27.088	28.260	-4,1	Transporte de gas – EMPL (GWh)	51.154	61.547	-16,9

⁵ Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

Actividad de Electricidad:

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
10.515	11.220	-6,3	Energía eléctrica producida (GWh):	23.088	22.577	2,3
6.539	6.516	0,4	España:	14.663	13.716	6,9
6.064	6.059	0,1	Generación:	13.581	12.509	8,6
427	779	-45,2	Hidráulica	1.824	2.984	-38,9
897	923	-2,8	Nuclear	2.119	2.088	1,5
1.572	1.225	28,3	Carbón	2.971	1.497	98,5
3.168	3.132	1,1	Ciclos combinados	6.667	5.940	12,2
475	457	3,9	Renovable y cogeneración	1.082	1.207	-10,4
3.976	4.704	-15,5	Global Power Generation:	8.425	8.861	-4,9
3.453	4.283	-19,4	México (CC)	7.213	8.114	-11,1
150	-	-	México (eólico)	454	-	-
89	45	97,8	Costa Rica (hidráulica)	138	71	94,4
14	12	16,7	Panamá (hidráulica)	32	27	18,5
-	13	-	Panamá (fuel)	-	24	-
237	223	6,3	República Dominicana (fuel)	526	353	49,0
33	128	-74,2	Kenia (fuel)	62	272	-77,2
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW):	14.852	14.552	2,1
-	-	-	España:	12.145	12.123	0,2
-	-	-	Generación:	11.226	11.221	0,1
-	-	-	Hidráulica	1.954	1.949	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:	2.707	2.429	11,4
-	-	-	México (CC)	2.035	2.035	-
-	-	-	México (eólico)	234	-	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	101	51	98,0
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	Panamá (fuel)	5	11	-54,5
-	-	-	República Dominicana (fuel)	198	198	-
-	-	-	Kenia (fuel)	112	112	-

Compañía General de Electricidad:

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
12.044	11.707	2,9	Distribución de gas			
-	-	-	Ventas actividad gas (GWh)	22.991	22.064	4,2
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	608	583	4,3
3.861	3.798	1,7	Distribución de electricidad			
-	-	-	Ventas actividad electricidad (GWh)	8.080	7.820	3,3
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	2.888	2.817	2,5
3.585	3.507	2,2	Transmisión electricidad (GWh)	7.446	7.189	3,6
1.407	2.176	-35,3	GLP			
1.494	1.567	-4,7	Ventas mayoristas a terceros (GWh)	2.393	3.221	-25,7
			Ventas a cliente final (GWh)	2.646	2.702	-2,1

2.- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

2.1.- Cambios en el perímetro de consolidación

En el primer semestre 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 junio de 2015 asciende a €13.685 millones y registra un aumento del 12,6% respecto al año anterior, en gran medida debido a la incorporación al perímetro de consolidación de Compañía General de Electricidad y la apreciación, fundamentalmente, del dólar frente al euro.

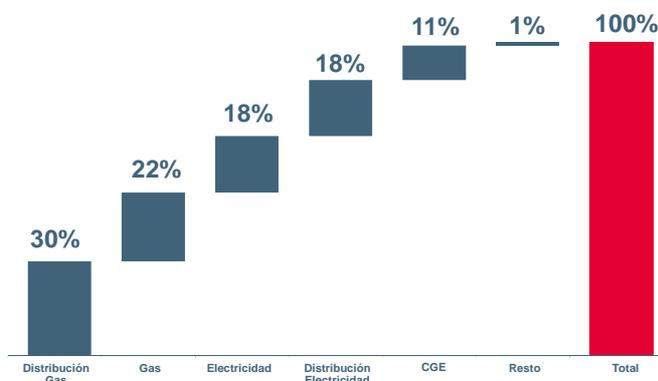
2.2.2.- EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado de los primeros seis meses del año 2015 aumenta en €253 millones y alcanza los €2.674 millones con un aumento del 10,5% 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 el primer semestre de 2014, aporta €295 millones al EBITDA consolidado del primer semestre 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, sin impacto en el primer semestre de 2014, que asciende a €53 millones y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de €32 millones, desinvertida en junio de 2014.

Asimismo, la evolución de las monedas en su traslación a euros ha tenido un impacto en el EBITDA del año 2015 positivo de +€56 millones respecto al de 2014 y ha sido causado, fundamentalmente, por la apreciación del dólar frente al euro.

Contribución al EBITDA por actividades

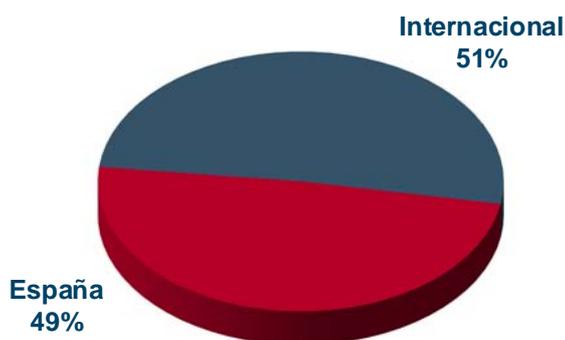


En el gráfico adjunto se pueden apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio y su adecuada diversificación, donde destaca la aportación de la actividad de distribución de gas con un 29,8% del total consolidado. Le sigue la actividad de gas con un 22,4% y la actividad eléctrica tanto en distribución de electricidad como en generación de electricidad (fundamentalmente en España) con un 18,3% 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 37,2% por la incorporación de CGE y representa un 50,8% total consolidado frente a un 40,9% en el año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España desciende un 8,0% y reduce su peso relativo en el total consolidado al 49,2%.

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de junio de 2015 ascienden a €893 millones y registran un aumento del 12,2% respecto al mismo período del año anterior. Las provisiones por morosidad se sitúan en €127 millones frente a €116 millones en el año 2014 y la ausencia de resultados procedentes de la enajenación de activos en 2015 (+€253 millones en 2014) sitúan el beneficio operativo en €1.654 millones, un 6,1% inferior al del año anterior.

Contribución al EBITDA por zona geográfica



2.2.3.- Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

2T15	2T14	(€ millones)	1S15	1S14
-236	-194	Coste deuda financiera neta	-450	-379
-2	-4	Otros gastos/ingresos financieros	-18	-21
3	-	Ingreso financiero Costa Rica	5	2
-235	-198	Resultado financiero	-463	-398

El coste de la deuda financiera neta del primer semestre de 2015 asciende a €450 millones, superior al del primer semestre de 2014 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 el primer semestre de 2015 el resultado de entidades por el método de participación es de €7 millones frente a -€12 millones en el primer semestre de 2014, básicamente por la aportación positiva de €11 millones de CGE.

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, la producción fue inferior en un 18,7% 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

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas⁶ en el primer semestre de 2015 ha alcanzado un volumen de 16.479 GWh frente a los 19.403 GWh registrados en el año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 9.588 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, frente a 11.518 GWh en el primer semestre 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 junio 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 en el primer semestre de 2015 asciende a -€153 millones, frente a -€89 millones en el mismo período del año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a la incorporación de CGE (€39 millones) y al registro de los intereses devengados en el primer semestre de 2015 por las obligaciones perpetuas subordinadas (€24 millones).

3. BALANCE DE SITUACIÓN

3.1.- Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

(€millones)	1S15	1S14	%
Inversiones materiales e intangibles	658	666	-1,2
Inversiones financieras	86	27	-
Total inversiones	744	693	7,4

⁶ Magnitudes al 100%.

Las inversiones materiales e intangibles del primer semestre de 2015 alcanzan los €658 millones, con una disminución del 1,2% 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 m³ de capacidad, bajo régimen de arrendamiento financiero, por €177 millones, así como la incorporación de CGE en 2015 con una inversión de €119 millones. Ajustando dichos importes, las inversiones materiales e intangibles crecen en un 10,2%.

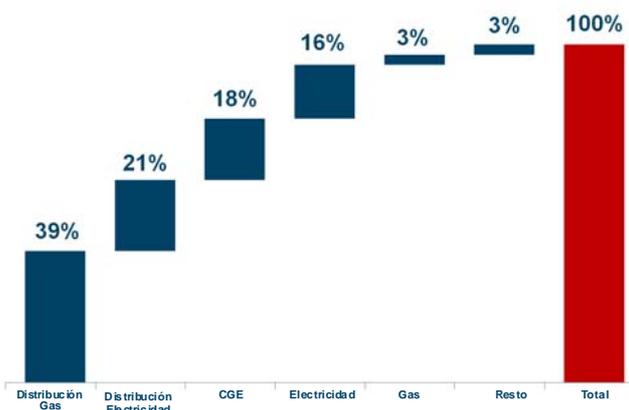
Las inversiones financieras en 2015 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición de un 12,75% adicional de la filial Gasmar (Chile) por €33 millones, a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 en la construcción de 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:

(€ millones)	1S15	1S14	%
Distribución gas:	255	200	27,5
España	136	116	17,2
Italia	9	9	-
Latinoamérica	110	75	46,7
Distribución electricidad:	137	114	20,2
España	78	60	30,0
Moldavia	3	5	-40,0
Latinoamérica	56	49	14,3
Gas:	18	190	-90,5
Infraestructuras	3	180	-98,3
Aprovisionamientos y comercialización	15	10	50,0
Electricidad:	108	115	-6,1
España	82	47	74,5
Global Power Generation	26	68	-61,8
CGE	119	-	-
Resto	21	47	-55,3
Total inversiones materiales e intangibles	658	666	-1,2

Inversiones materiales e intangibles por actividades



El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que aumenta en un 27,5% y representa el 38,8% del total consolidado. La distribución de electricidad aumenta un 20,2% y supone el 20,8% del total donde destaca el crecimiento en España. Asimismo, la inversión en CGE representa otro 18,1% del total.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España disminuyen en un 26,2% (un aumento del 23,0% 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 48,2% debido a la incorporación de CGE, sin considerar ese importe disminuyen en un 4,9%.

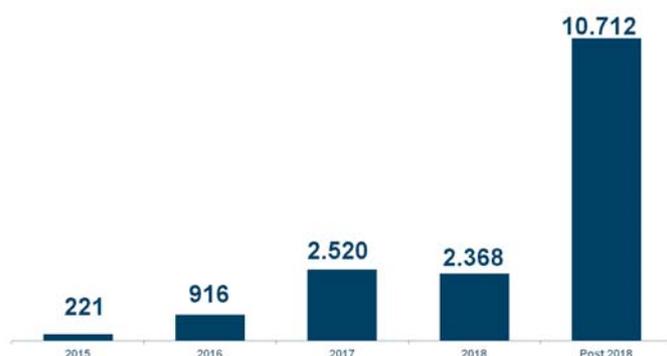
3.2.- Deuda

A 30 de junio de 2015 la deuda financiera neta alcanza los €16.737 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 47,6%.

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de junio de 2015 en 3,3x y en 5,9x, respectivamente. En términos proforma, es decir, incorporando el EBITDA de CGE del período julio-noviembre de 2014, el ratio de Deuda neta/EBITDA se situaría en 3,1x.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 93,2% 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 78,0% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 22,0% restante a tipo variable. El 4,0% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 96,0% 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 junio de 2015.

A 30 de junio de 2015 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €9.790 millones, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuentes de liquidez (€millones)	Disponibilidad 06/2015
Líneas de crédito comprometidas	7.135
Líneas de crédito no comprometidas	441
Préstamos no dispuestos	53
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	2.161
Total	9.790

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2015 se sitúan en €5.747 millones e incluyen el programa Euro Medium Terms Notes (EMTN) por importe de €3.395 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €506 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 €1.846 millones.

El importe agregado emitido bajo el programa EMTN a 30 de junio 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 ha 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).

Finalmente, durante el segundo 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. En este sentido, se enmarca la nueva financiación del Club Deal en el primer trimestre de 2015 mediante la cancelación del tramo de préstamo de €750 millones y la ampliación de €1.500 millones a €1.750 millones del tramo de línea de crédito, alargando el vencimiento hasta el año 2020 y reduciendo los costes.

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

(€ millones)	30/06/15	%
EUR	12.650	75,6
CLP	2.092	12,5
US\$	855	5,1
COP	613	3,7
MXN	277	1,7
BRL	225	1,3
Otras	25	0,1
Total deuda financiera neta	16.737	100,0

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 junio de 2015 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €18.410 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €14.583 millones y representa un crecimiento del 4,7% respecto al 30 de junio de 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

2T15	2T14	%	(€millones)	1S15	1S14	%
298	316	-5,7	Importe neto de la cifra de negocios	591	630	-6,2
-6	-4	50,0	Aprovisionamientos	-10	-10	-
-17	-18	-5,6	Gastos de personal, neto	-37	-38	-2,6
-53	-69	-23,2	Otros gastos/ingresos	-108	-130	-16,9
222	225	-1,3	EBITDA	436	452	-3,5
-72	-70	2,9	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-146	-144	1,4
-2	-4	-50,0	Provisiones de morosidad	-	-4	-
148	151	-2,0	Resultado de explotación	290	304	-4,6

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 y tiene como objetivo 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.

Dichos ajustes incluyen una modificación de la retribución de las actividades de distribución y transporte de gas que, en el caso de Gas Natural Fenosa, ha supuesto una reducción de la retribución de aproximadamente €48 millones en el ejercicio 2014 (julio-diciembre).

Dicha modificación de la retribución tiene plenos efectos en los resultados del primer semestre de 2015 mientras que en el período con que se compara, primer semestre de 2014, todavía no era de aplicación. El impacto diferencial se estima en €53 millones.

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €591 millones siendo inferior en €39 millones respecto al mismo período del año anterior derivado de la revisión regulatoria antes mencionada y el EBITDA disminuye en un 3,5%.

4.1.1.2.- Principales magnitudes

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

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
37.060	35.818	3,5	Ventas – ATR (GWh)	91.084	87.212	4,4
300	292	2,7	Red de distribución (km)	49.627	48.258	2,8
12	14	-14,3	Incremento de puntos de suministro, en miles	25	26	-3,8
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.251	5.198	1,0

Las ventas de la actividad regulada de gas aumentan un 4,4% (+3.872 GWh). La demanda de gas de distribución menor a 4 bares ha crecido un 15,4% (+3.455 GWh) por una climatología favorable respecto al primer semestre del año anterior de +108 grados-día⁷ (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 disminuido un 1,0% (-461 GWh) asociado al sector de la cogeneración afectada por las nuevas medidas regulatorias, que tuvieron impacto a partir del segundo trimestre del 2014.

La red de distribución se incrementa en los últimos doce meses en 1.369 km y en 696 km en el primer semestre del 2015, permitiendo la gasificación de 6 nuevos municipios, alcanzando un total de 1.153 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.251.000 puntos de suministro, con un crecimiento del +1,0%.

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.

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

4.1.2.- Italia

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

4.1.2.1.- Resultados

2T15	2T14	%	(€millones)	1S15	1S14	%
23	23	-	Importe neto de la cifra de negocios	46	46	-
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-2	-2	-	Gastos de personal, neto	-6	-5	20,0
-4	-3	33,3	Otros gastos/ingresos	-7	-7	-
17	18	-5,6	EBITDA	33	34	-2,9
-7	-6	16,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-13	-12	8,3
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
10	12	-16,7	Resultado de explotación	20	22	-9,1

El EBITDA alcanza los €33 millones, ligeramente por debajo respecto al año pasado debido a unos gastos no recurrentes asociados a la administración judicial, terminada en mayo 2015, por €0,6 millones.

4.1.2.2.- Principales magnitudes

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
564	616	-8,4	Ventas – ATR (GWh)	2.473	2.192	12,8
18	31	-41,9	Red de distribución (km)	7.124	7.005	1,7
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	456	456	-

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.473 GWh, con un aumento del 12,8% respecto al año 2014 por una climatología más favorable.

La red de distribución al 30 de junio de 2015 asciende a 7.124 km, con un aumento de 119 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 456.429 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.

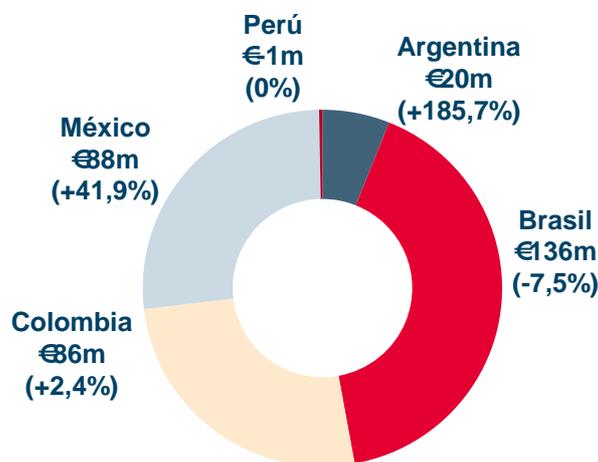
4.1.3.1.- Resultados

2T15	2T14	%	(€ millones)	1S15	1S14	%
865	870	-0,6	Importe neto de la cifra de negocios	1.736	1.600	8,5
-602	-634	-5,0	Aprovisionamientos	-1.233	-1.145	7,7
-25	-24	4,2	Gastos de personal, neto	-50	-45	11,1
-64	-60	6,7	Otros gastos/ingresos	-124	-111	11,7
174	152	14,5	EBITDA	329	299	10,0
-28	-27	3,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-58	-51	13,7
-5	-3	66,7	Provisiones de morosidad	-11	-7	57,1
141	122	15,6	Resultado de explotación	260	241	7,9

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €1.736 millones y registra un incremento del 8,5%, con un volumen de ventas un 0,4% superior al del año anterior.

El EBITDA alcanza los €329 millones, lo que supone un incremento del 10,0% respecto al del mismo período del año anterior, favorecido por el comportamiento de las divisas, que se apreciaron en México (+4,9%) y Argentina (+9,5%), compensado en parte por la devaluación de la moneda en Colombia (-4,0%) y Brasil (-5,9%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA se incrementaría en un 10,8%.

EBITDA en Latinoamérica por países



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 41,3% del EBITDA con un volumen de ventas un 5,1% superior respecto al del mismo período del año anterior debido principalmente a las ventas de gas destinadas al mercado de generación.

El EBITDA de México representa un 26,7% del conjunto del negocio, registrando un crecimiento del 42,0% respecto al año anterior, incrementándose el margen de energía un 22,3%, debido

fundamentalmente al mayor margen en el mercado doméstico/comercial.

Colombia aporta un 26,1% del EBITDA, destacando un incremento del 7,3% 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:

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
62.332	65.023	-4,1	Ventas actividad de gas (GWh):	122.367	121.887	0,4
39.699	41.804	-5,0	Venta de gas a tarifa	77.786	76.528	1,6
22.633	23.219	-2,5	ATR	44.581	45.359	-1,7
414	350	18,3	Red de distribución (km)	71.964	69.761	3,2
70	68	2,9	Incremento de puntos de suministro, en miles	139	126	10,3
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	6.732	6.447	4,4

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

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	31.678	53.417	12.695	24.577	122.367
Incremento vs. 1S 2014 (%)	-12,5	5,1	7,3	6,7	0,4
Red de distribución (km)	24.538	6.951	21.130	19.345	71.964
Incremento vs. 30/06/2014 (km)	373	401	634	795	2.203
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.598	959	2.687	1.488	6.732
Incremento vs. 30/06/2014, en miles	28	44	111	102	285

Al 30 de junio de 2015 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.731.819 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 138.372 puntos de suministro en el primer semestre de 2015, principalmente en México, con un incremento de 53.674, y Colombia con un crecimiento de 51.913 puntos de suministro.

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 122.327 GWh con un incremento del 0,4% respecto a las ventas registradas en 2014.

La red de distribución de gas se incrementa en 2.203 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 71.964 km a finales de junio 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 795 km.

Los aspectos más relevantes en relación con la actividad en el área durante el primer semestre 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 29,4% respecto al semestre del año anterior. Las ventas para el mercado de generación y ATR superaron en un 9,4% 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 junio de 2015 en el 36,1%, 34,0 p.p. por debajo de la media histórica (70,1% 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 7,3% debido principalmente al mayor volumen industrial (+11,4%) en especial por las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico/comercial alcanza los 51.913 clientes en el semestre, experimentando un descenso del 9,2% respecto al primer semestre de 2014 principalmente por el retraso en la entrega de viviendas por parte de las constructoras, lo que afecta el mercado de nueva edificación, situación que se espera sea normalizada en los próximos meses.

En el ámbito de los negocios no regulados se presenta una evolución positiva frente a 2014, especialmente en Servigas, con un incremento neto de clientes del 44% y un aumento de margen del 70%; seguros incrementa sus contratos un 5% y el margen en un 14%. En cuanto a la venta de aparatos, a pesar de que se registra una ligera caída respecto al ejercicio anterior (-1,0%), el margen operativo crece un 15%.

- 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 41,7% en el primer semestre del año, con un 22,0% 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 la zona de Bajíos, Monterrey y Distrito Federal y a la contención de bajas. En relación a las ventas de gas destaca el incremento del 8,7% en el sector industrial por la mayor demanda de las grandes empresas de las zonas de Bajío Norte y Monterrey; el crecimiento del 6,2% en el segmento doméstico/comercial por el mayor consumo unitario, (principalmente en las zonas de Monterrey, Distrito Federal y Bajíos) y la mayor base de clientes; y unas mayores transmisiones en ATR del 6,2% por la mayor demanda de consumo en Monterrey y 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 ELECTRICIDAD

4.2.1. España

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

4.2.1.1.- Resultados

2T15	2T14	%	(€ millones)	1S15	1S14	%
205	208	-1,4	Importe neto de la cifra de negocios	409	409	-
-1	-	-	Aprovisionamientos	-1	-	-
-21	-24	-12,5	Gastos de personal, neto	-46	-53	-13,2
-36	-38	-5,3	Otros gastos/ingresos	-73	-69	5,8
147	146	0,7	EBITDA	289	287	0,7
-52	-51	2,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-107	-102	4,9
-	-2	-	Provisiones de morosidad	-	-2	-
95	93	2,2	Resultado de explotación	182	183	-0,5

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, reconociendo las inversiones realizadas en el año 2013.

El EBITDA en el primer semestre del año 2015 alcanza los €289 millones con un aumento del 0,7% con respecto al mismo período de 2014. El importe neto de la cifra de negocio es de €409 millones, similar al mismo período del año anterior a pesar del reconocimiento de las inversiones puestas en servicio en 2013, por el efecto de la regularización de retribuciones de los años 2008 y 2009 realizada en el año 2014, efecto que ha sido compensado por el incremento de retribución debido al reconocimiento de las inversiones puestas en servicio en 2013. La disminución de los gastos de personal, consecuencia de las medidas de eficiencia aplicadas durante 2014 que tienen ya un impacto positivo en este ejercicio, da lugar a un aumento del EBITDA del 0,7%.

4.2.1.2.- Principales magnitudes

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
7.613	7.643	-0,4	Ventas – ATR (GWh)	16.188	16.038	0,9
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.676	3.670	0,2
-	-	-	TIEPI (minutos)	20	27	-25,9

La energía suministrada se incrementa en un 0,9%, por debajo de la demanda de distribución nacional que se situó en junio de 2015 en 121.876 GWh con un crecimiento del 2% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

El número de puntos de suministro se ha incrementado en 5.719 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

2T15	2T14	%	(€millones)	1S15	1S14	%
46	48	-4,2	Importe neto de la cifra de negocios	129	116	11,2
-34	-37	-8,1	Aprovisionamientos	-103	-89	15,7
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-3	-3	-
-3	-4	-25,0	Otros gastos/ingresos	-5	-6	-16,7
8	6	33,3	EBITDA	18	18	-
-2	-2	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-3	-3	-
-	-	-	Provisiones circulante	-	-	-
6	4	50,0	Resultado de explotación	15	15	-

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 se mantiene estable a pesar del mayor tipo de cambio del € respecto a la moneda local en 2015 (20,19 lei/€ en 1S 2015 vs a 18,55 lei/€ en 1S 2014).

En moneda local se registra un incremento del EBITDA del 5,7%, 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

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
627	594	5,6	Ventas actividad de electricidad (GWh)	1.358	1.305	4,1
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	861	852	1,1
-	-	-	Índice de pérdidas de red (%)	8,8	9,5	-0,7 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 4,1% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas.

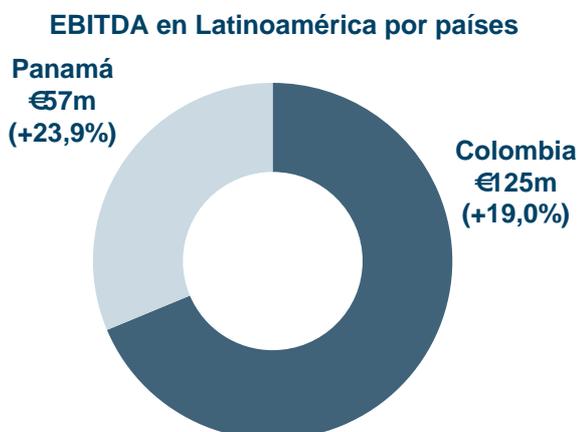
- Los puntos de suministro alcanzan los 860.717, lo que supone un crecimiento del 1,1% respecto al cierre del mismo período del 2014 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

4.2.3- Latinoamérica

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

4.2.3.1.- Resultados

2T15	2T14	%	(€ millones)	1S15	1S14	%
574	573	0,2	Importe neto de la cifra de negocios	1.096	1.075	2,0
-411	-443	-7,2	Aprovisionamientos	-782	-814	-3,9
-14	-14	-	Gastos de personal, neto	-27	-26	3,8
-58	-44	31,8	Otros gastos/ingresos	-105	-84	25,0
91	72	26,4	EBITDA	182	151	20,5
-16	-15	6,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-32	-30	6,7
-39	-32	21,9	Provisiones de morosidad	-63	-51	23,5
36	25	44,0	Resultado de explotación	87	70	24,3



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €182 millones aumentando un 20,5% frente al del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 16%.

El negocio de distribución de Colombia aporta €125 millones de EBITDA, lo que supone un aumento del 21% 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 +32%, respondiendo fundamentalmente a los mayores ingresos por incremento del cargo de comercialización desde mayo de 2015 y el aumento de la demanda.

Asimismo, el EBITDA del primer semestre del año 2015 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por €57 millones.

A la contención de las pérdidas en Colombia ha contribuido el incremento de la facturación puesta al cobro a clientes de zonas con mayores niveles de fraude. Este incremento del importe puesto al cobro ha generado un aumento de las provisiones relacionadas.

4.2.3.2.- Principales magnitudes

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
4.541	4.298	5,7	Ventas actividad de electricidad (GWh):	8.758	8.372	4,6
4.280	4.035	6,1	Venta de electricidad a tarifa	8.240	7.854	4,9
261	263	-0,8	ATR	518	518	-
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.094	2.965	4,4

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 8.758 GWh, con un incremento del 4,6%, 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 4,4%.

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

	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	6.389	2.369	8.758
Incremento vs. 1S14 (%)	3,9	6,7	4,6
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	2.526	568	3.094
Incremento vs. 30/06/2014, en miles	101	28	129
Índice de pérdidas de mercado (%)	16,6	11,0	15,0

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

Los indicadores de pérdidas evolucionan conforme a lo previsto en los planes de reducción de las distribuidoras.

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

2T15	2T14	%	(€millones)	1S15	1S14	%
81	76	6,6	Importe neto de la cifra de negocios	157	154	1,9
-1	-1	-	Aprovisionamientos	-2	-5	-60,0
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-2	-2	-
-7	-5	40,0	Otros gastos/ingresos	-10	-7	42,9
72	69	4,3	EBITDA	143	140	2,1
-19	-20	-5,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-39	-39	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
53	49	8,2	Resultado de explotación	104	101	3,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2015 alcanza los €157 millones, con un aumento del 1,9%.

El EBITDA se eleva hasta los €143 millones, un 2,1% 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:

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
27.088	28.260	-4,1	Transporte de gas-EMPL (GWh):	51.154	61.547	-16,9
10.400	7.869	32,2	Portugal-Marruecos	16.976	17.681	-4,0
16.688	20.391	-18,2	España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	34.178	43.866	-22,1

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 51.154 GWh, un 16,9% inferior al del año anterior. Del volumen anterior, 34.178 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 16.976 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 el primer semestre de 2015 ascienden a 3.510 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 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 (Autorización Ambiental Unificada) 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.- Aprovevisionamientos 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

2T15	2T14	%	(€ millones)	1S15	1S14	%
2.234	2.723	-18,0	Importe neto de la cifra de negocios	5.834	6.106	-4,5
-1.949	-2.412	-19,2	Aprovevisionamientos	-5.221	-5.473	-4,6
-16	-16	-	Gastos de personal, neto	-33	-32	3,1
-65	-52	25,0	Otros gastos/ingresos	-125	-107	16,8
204	243	-16,0	EBITDA	455	494	-7,9
-6	-6	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-12	-11	9,1
-14	-24	-41,7	Provisiones de morosidad	-31	-39	-20,5
184	213	-13,6	Resultado de explotación	412	444	-7,2

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €5.834 millones y disminuye un 4,5% respecto al mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €455 millones lo que supone una disminución del 7,9%, condicionado en gran medida por el desempeño a la baja del segmento minorista afectado por la estructura deficitaria de la TUR. La flexibilidad en la gestión de la cartera global de contratos adaptándose al contexto actual de precios debería permitir una progresiva mejora de márgenes durante el segundo semestre, estabilizando el desempeño del EBITDA en el conjunto de 2015.

4.3.2.2.- Principales magnitudes

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

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
68.358	69.487	-1,6	Suministro de gas (GWh):	144.936	142.243	1,9
37.895	41.977	-9,7	España:	79.900	84.580	-5,5
27.393	27.294	0,4	Comercialización Gas Natural Fenosa ⁸	57.545	56.590	1,7
10.502	14.683	-28,5	Aprovevisionamiento a terceros	22.355	27.990	-20,1
30.463	27.510	10,7	Internacional:	65.036	57.663	12,8
10.774	8.570	25,7	Comercialización Europa	27.075	21.765	24,4
19.689	18.940	4,0	Resto exterior	37.961	35.898	5,7

⁸ No incluye operaciones de intercambio.

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 144.936 GWh y aumenta un 1,9%, 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 cuarto trimestre consecutivo, y alcanza los 27.393 GWh en el segundo trimestre de 2015, un 0,4% 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 5,5% en el primer semestre de 2015.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 30.463 GWh en el segundo trimestre de 2015 con un aumento del 10,7% con respecto al mismo período de 2014. En el acumulado anual las ventas se sitúan en 65.036 GWh con un aumento del 12,8%.

En este trimestre Gas Natural Fenosa ha sido adjudicataria en la subasta de gas operación del 20% del volumen subastado.

De acuerdo con el último informe de supervisión del mercado mayorista de la CNMC, el volumen negociado en el mes de marzo en el mercado secundario (OTC español) fue de 56 TWh que corresponde al 196% de la demanda del mes, con 52 empresas activas y 9.404 operaciones. Gas Natural Fenosa tiene una cuota de compra en el mercado OTC del 11%.

En Portugal, Gas Natural Fenosa se consolida como segundo operador del país con una cuota superior al 15%, siendo el 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).

Gas Natural Fenosa ha participado en las subastas mensuales celebradas en la plataforma PRISMA para adquirir capacidad de exportación a Portugal, con un resultado en abril del 40,7% del total adjudicado. Asimismo también ha participado en junio de 2015 para adquirir capacidad de exportación a Francia con el resultado del 30% de la cantidad ofertada para el mes de julio de 2015.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con una cartera contratada de 24,0 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 14,0 TWh/año.

Gas Natural Vendita ha conseguido en el mercado mayorista de Italia una cartera contratada de 6,2 TWh/año a cierre del primer semestre de 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 el área de aprovisionamientos, en junio de 2014 Gas Natural Fenosa firmó con la compañía norteamericana Cheniere un nuevo contrato de aprovisionamiento de GNL, según el cual la sociedad norteamericana le suministrará 2 bcm anuales con libertad de destino mundial, procedentes de su planta de licuefacción Corpus Christi, proyectada en Texas. El acuerdo suscrito tiene una duración inicial de 20 años, prorrogables a 10 más, y prevé que la primera entrega de gas se realice en 2019, una vez concluida la construcción y puesta en operación del segundo tren de la planta de licuefacción. La culminación de este acuerdo está condicionada a que el proyecto de construcción de la planta reciba autorización regulatoria y se garanticen los recursos necesarios para su financiación.

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

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
-	-	-	Contratos minoristas (España) (a 30/06):	11.876.337	11.341.517	4,7
-	-	-	Contratos de energía	8.978.651	8.755.487	2,5
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.897.686	2.586.030	12,1
-	-	-	Contratos por cliente (España)	1,54	1,50	2,7
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas (España)	58,0	57,9	0,2
3.722	3.865	-3,7	Comercialización minorista (GWh):	19.795	17.223	14,9
3.184	3.315	-4,0	España	17.700	15.441	14,6
538	550	-2,2	Italia	2.095	1.782	17,6

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 534.000 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 (84%) 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 1.023.000 nuevos contratos en 2015.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa se ha ampliado el servicio exclusivo Energy Class a los clientes eléctricos de más de 75 MWh/año (hasta ahora > 100MWh/año). La cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para Pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 12.000 contratos. Asimismo, continúa la actividad de expansión en Portugal, superando a cierre del primer semestre de 2015 los 44.000 contratos.

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 145 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 5% en términos homogéneos respecto al 30 de junio de 2014.

Desde el área de Soluciones Energéticas se continúa trabajando en la ampliación de la cartera de nuevos productos y servicios de valor añadido, lanzando en 2015 dos nuevos servicios energéticos mejorando y completando la oferta de Gas Natural Fenosa.

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

2T15	2T14	%	(€ millones)	1S15	1S14	%
1.318	1.310	0,6	Importe neto de la cifra de negocios	2.837	2.764	2,6
-976	-955	2,2	Aprovisionamientos	-2.082	-1.986	4,8
-33	-37	-10,8	Gastos de personal, neto	-65	-72	-9,7
-165	-136	21,3	Otros gastos/ingresos	-333	-319	4,4
144	182	-20,9	EBITDA	357	387	-7,8
-134	-150	-10,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-260	-274	-5,1
-14	-5	-	Dotación a provisiones	-20	-13	53,8
-4	27	-	Resultado de explotación	77	100	-23,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €2.837 millones, con un aumento del 2,6% respecto al mismo período del año anterior y el EBITDA se eleva a €357 millones con una disminución del 7,8% 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 segundo trimestre del año los 58.844 GWh, un 1,7% superior a la del mismo trimestre de 2014, continuando la tendencia de aumento del trimestre anterior. El trimestre ha ido de menos a más, comenzando con crecimientos negativos en abril, debidos al desplazamiento de la Semana Santa, para presentar en mayo y sobre todo en junio crecimientos positivos, (1,6 y 3,8% respectivamente), afectados, sobre todo este último, por las altas temperaturas registradas.

En el conjunto del año la demanda aumenta un 1,9%, cifra que, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, es decir la demanda neta, ha aumentado un 0,5%.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 30 de junio con 37.267 MW, sensiblemente superior a los 35.176 MW alcanzados en el mismo trimestre del año anterior (19 de junio de 2014), aunque muy lejos del los 40.934 MW de máxima de verano en 2010.

El saldo físico de intercambios internacionales, se ha mantenido exportador con 128 GWh en el segundo trimestre del año (un 89,3% de disminución respecto al mismo trimestre de 2014), dándose la coincidencia de que el mes de junio presenta un saldo nulo. En el conjunto del año el saldo se mantiene exportador con 1,3 TWh, 0,5 TWh menos exportados que en el primer semestre de 2014.

El consumo de bombeo alcanzó en el segundo trimestre los 985 GWh, un 22,3% menos que en el mismo trimestre de 2014. En el conjunto del año el consumo de bombeo ha sido de 2,5 TWh, un 24,2% menos que en 2015 a estas fechas.

La generación neta nacional presenta una disminución del 0,6% en el segundo trimestre de 2015, por lo que el aumento en el año es del 0,8% respecto al mismo período del año anterior.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable ha disminuido un 7,9% y en su conjunto ha cubierto el 42,4% de la demanda en el segundo trimestre del año, cuatro puntos menos que en el segundo trimestre de 2014. En valores acumulados disminuye un 14,3% y cubre un 43,5% de la demanda, ocho puntos menos que en 2014.

La generación eólica ha aumentado en el trimestre un 2,1% respecto al mismo período del año anterior, con comportamiento desigual en el trimestre: abril y junio disminuyen y mayo sin embargo presenta un fuerte aumento, 16,3%. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 19,7% en el trimestre, ligeramente superior al mismo trimestre de 2014. En el conjunto del año la producción eólica es un 5,3% inferior a la del primer semestre de 2014, y en términos de cobertura 1,7 puntos menos.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre una disminución del 15,2% con aumentos únicamente en la solar térmica, que han aumentado un 2,3%. En 2015 la disminución es del 22,0%, con disminuciones en todas la tecnologías excepto en la solar térmica, 10,7% de aumento.

La generación hidráulica convencional ha presentado una disminución en el trimestre del 24,1% que alcanza el 32,4% de disminución en el conjunto del año. La energía hidroeléctrica producible registrada en 2015 califica al año como seco, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 82%; es decir, estadísticamente 82 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado un incremento en el trimestre del 5,3% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con aumentos en todas las tecnologías, excepto la nuclear por el efecto revisiones. El hueco térmico ha aumentado en este trimestre un 16,6%, con lo que representa el 27,6% de la demanda frente al 24,1% del mismo trimestre de 2014. En términos acumulados la generación no renovable aumenta un 15,5% con fuerte aumentos del carbón y ciclos. El hueco térmico por tanto aumenta un 46,1%, cubriendo un 26,2% de la demanda, 8 puntos más que en 2014.

La generación nuclear ha aumentado un 6,3% en el trimestre, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones. En valores acumulados la disminución es del 0,5%

La generación con carbón ha presentado un aumento en este segundo trimestre de 2015 del 17,6%, cubriendo un 18,8% de la demanda, dos puntos y medio más que en el mismo período de 2014. En valores acumulados el carbón aumenta un 59,5% con una cobertura del 17,4%, 6,3 puntos más que en el acumulado del 2014. La utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 39% en el año frente al 54% de utilización del resto del carbón.

En el segundo trimestre de 2015 los ciclos combinados han aumentado su producción un 14,7% respecto al mismo período de 2014. En términos de cobertura de la demanda, en el trimestre la cifra ha sido del 8,8%, un punto por encima de la del mismo trimestre de 2014. En el conjunto del año la producción aumenta un 25,3%, manteniendo la cobertura del 8,8%, un punto y medio más que en 2014.

El resto de térmica no renovable, cogeneración básicamente, ha aumentado un 7,9% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2014, con lo que el aumento del año es del 3,6%.

Se da la circunstancia de que en este trimestre se ha dado de baja la central de Foix, la última de la tecnología de fuel del antiguo régimen ordinario.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 46,23 €/MWh, 5,16 €/MWh superior a los 41,07 €/MWh del mismo trimestre de 2014 y un 2,4% inferior a los 47,38 €/MWh del trimestre anterior. Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 23,97 €/MWh del 5 de abril y los 62,77 €/MWh del 26 de junio. En lo que va de año el precio medio ponderado se sitúa en 48,48 €/MWh, un 51,3% superior al acumulado en el primer semestre de 2014, 32,03 €/MWh.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 53,97 \$/bbl de promedio en el primer trimestre de 2015 hasta 61,92 \$/bbl (14,7%) en el segundo trimestre de este año, con mayo como mejor mes del trimestre, con 64,32 \$/bbl, cifras que no se daban desde noviembre de 2014. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha disminuido un 2,9%, pasando de 60,6 \$/t de media del primer trimestre de 2015 a 58,9 \$/t en el segundo trimestre, manteniendo la tendencia de bajada que presentaba desde hacía más de dos años tras la pausa del tercer trimestre de 2014. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado en 7,3 €/t (vencimiento en 2015), superior a los 7,0 €/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:

	30/06/15	30/06/14	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.145	12.123	0,2
Generación:	11.226	11.221	0,1
Hidráulica	1.954	1.949	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:

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
6.539	6.516	0,4	Energía eléctrica producida (GWh):	14.663	13.716	6,9
6.064	6.059	0,1	Generación:	13.581	12.509	8,6
427	779	-45,2	Hidráulica	1.824	2.984	-38,9
897	923	-2,8	Nuclear	2.119	2.088	1,5
1.572	1.225	28,3	Carbón	2.971	1.497	98,5
3.168	3.132	1,1	Ciclos combinados	6.667	5.940	12,2
475	457	3,9	Renovable y cogeneración:	1.082	1.207	-10,4
362	331	9,4	Eólica	818	890	-8,1
103	111	-7,2	Minihidráulicas	243	254	-4,3
10	15	-33,3	Cogeneración y otras	21	63	-66,7
8.216	8.143	0,9	Ventas de electricidad (GWh):	17.394	16.884	3,0
7.039	6.797	3,6	Mercado liberalizado	14.565	13.596	7,1
1.177	1.346	-12,6	TUR/Regulado	2.829	3.288	-14,0
-	-	-	Cuota mercado generación (%)	18,1	17,0	+1,1 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 6.539 GWh durante el segundo trimestre de 2015, cifra superior en un 0,4% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 6.064 GWh corresponden a generación tradicional, con un 0,1% de aumento respecto al mismo período del año anterior debido, al igual que el trimestre anterior, a un fuerte aumento de la

generación térmica, especialmente carbón, y a pesar del importante descenso, -45,2%, de la hidráulica convencional. En valores acumulados el conjunto de la producción aumenta un 8,6%, destacando el fuerte aumento del carbón 98,5% y la disminución de la hidráulica -38,9%.

El año 2015 comenzó en el primer trimestre con una característica hidrológica de año medio (61% de PSS) para finalizar este segundo trimestre como seco, con una característica del 79%, destacando como especialmente secos los meses de abril y junio con probabilidades superiores al 90%.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 47,7% de llenado, frente al 53,6% de finales de junio del pasado año.

La producción nuclear ha presentado una disminución del 2,8% en el segundo trimestre respecto a 2014, por lo que el acumulado del año presenta un aumento del 1,5%, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 1.572 GWh frente a los 1.225 GWh del mismo trimestre del pasado año. En el primer semestre del año la producción con carbón casi duplica 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. En estas cifras tiene especial relevancia la del mes de junio de 2015 con más de 1 TWh de producción, con funcionamiento de todo el equipo excepto Narcea 1.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el segundo trimestre de 2015 ha alcanzado la cifra de 3.168 GWh, un 1,1% superior a la del mismo período de 2014. En el conjunto del año el incremento de la producción con ciclos combinados es del 12,2% respecto al mismo período del 2014.

La cuota de mercado en generación tradicional, acumulada a 30 de junio de 2015, de Gas Natural Fenosa es del 18,1%, superior al 17,0% de final del segundo trimestre de 2014.

La generación eólica presenta un aumento en el trimestre del 9,4%, el resto de hidráulica y cogeneración presenta descensos del 7,2 y del 33,3% respectivamente. En el conjunto del año todas estas tecnologías presentan descensos, especialmente la cogeneración con un 66,7% de disminución.

En comercialización de electricidad las ventas del segundo trimestre de 2015 han alcanzado la cifra de 8.216 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con un aumento del 0,9% respecto al mismo trimestre de 2014. En el acumulado anual la cifra de comercialización de electricidad se eleva a 17.394 GWh con un crecimiento del 3,0%. 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 segundo trimestre de 2015, las emisiones de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero han sido de 2,8 millones de toneladas frente a los 2,4 millones de toneladas del mismo período del año 2014. El dato acumulado en el primer semestre del 2015 es de 5,5 millones de toneladas de CO₂ (+1,7 millones de toneladas respecto al mismo período del año anterior).

Como parte de sus compromisos, en el transcurso del pasado mes de abril de 2015, Gas Natural Fenosa remitió al Registro Único de la Unión Europea los derechos equivalentes a las emisiones de CO₂ verificadas en las centrales térmicas y ciclo combinado en el año 2014, ascendiendo éstas a 11,1 millones de derechos de CO₂, entre los cuales se incluyeron créditos de emisión generados en proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio y de Aplicación Conjunta.

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ 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 junio 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 Enealco (en total 42 MW) se encuentran en situación de parada definitiva.

La producción del segundo trimestre ha sido ligeramente superior a la alcanzada en el mismo período del año 2014 (475 GWh frente a 457 GWh). No obstante, en datos acumulados al 30 de junio de 2015, la producción total del primer semestre se sitúa por debajo de la producción del primer semestre de 2014 (-10,4%), debido fundamentalmente a los menores índices de eolicidad e hidráulica dados en 2015.

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. Gas Natural Fenosa está analizando su posible participación en esta subasta que se concretará definitivamente en base a las condiciones y mecanismos concretos 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). La compra está condicionada a la obtención de las autorizaciones preceptivas y está prevista que se cierre en el cuarto trimestre de 2015.

Gecalsa es uno de los principales productores independientes de energía eólica en España, con presencia en Galicia, Castilla-La Mancha, Castilla y León y Andalucía.

Adicionalmente, Gecalsa tiene una cartera de proyectos eólicos en desarrollo que suman más de 400 MW netos atribuibles.

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.

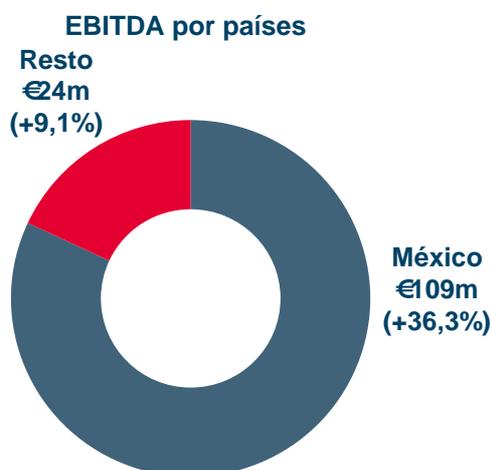
Este epígrafe integra todos los activos y participaciones de generación internacional del Grupo en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Kenia y Australia (proyectos eólicos), así como los activos que se explotan para terceros a través de O&M Energy.

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) que será suscrita íntegramente por KIA. Tras la ampliación de capital, KIA tendrá una participación del 25% de GPG, manteniendo Gas Natural Fenosa el control sobre esta sociedad.

La operación, que se prevé cerrar antes de final de año una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, 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

2T15	2T14	%	(€millones)	1S15	1S14	%
196	242	-19,0	Importe neto de la cifra de negocios	409	483	-15,3
-103	-167	-38,3	Aprovisionamientos	-216	-340	-36,5
-10	-4	-	Gastos de personal, neto	-19	-9	-
-23	-19	21,1	Otros gastos/ingresos	-41	-32	28,1
60	52	15,4	EBITDA	133	102	30,4
-29	-24	20,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-62	-48	29,2
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
31	28	10,7	Resultado de explotación	71	54	31,5



El EBITDA de Global Power Generation en el primer semestre de 2015 alcanza los €133 millones, con un incremento del 30,4% 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 36,3% debido fundamentalmente a la operación del parque eólico de Bii Hioxo (en operación desde octubre de 2014) que aporta un EBITDA de €14 millones, y el efecto del tipo de cambio 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 30,8% (un 6,9% 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 66,0% (un 36,2% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido a la mayor producción por el aumento de las precipitaciones en las zonas donde están ubicadas las centrales hidráulicas. 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 53,1%. 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

	30/06/15	30/06/14	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.707	2.429	11,4
México (CC)	2.035	2.035	-
México (Eólico)	234	-	-
Costa Rica (hidráulica)	101	51	98,0
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	5	11	-54,5
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
3.976	4.704	-15,5	Energía eléctrica producida (GWh):	8.425	8.861	-4,9
3.453	4.283	-19,4	México (CC)	7.213	8.114	-11,1
150	-	-	México (Eólico)	454	-	-
89	45	97,8	Costa Rica (hidráulica)	138	71	94,4
14	12	16,7	Panamá (hidráulica)	32	27	18,5
-	13	-	Panamá (fuel)	-	24	-
237	223	6,3	República Dominicana (fuel)	526	353	49,0
33	128	-74,2	Kenia (fuel)	62	272	-77,2

	1S15	1S14	var p.p.
Factor de disponibilidad (%):			
México (CC)	84,8	97,6	-12,8
Costa Rica (hidráulica)	93,3	99,9	-6,6
Panamá (hidráulica y fuel)	96,0	90,0	6,0
República Dominicana (fuel)	94,4	87,8	6,6
Kenia (fuel)	93,5	87,4	6,1

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 49,0% 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 77,2% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los 62 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 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 con 593.000 puntos de suministro, que 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.

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 más integrado, 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

2T15	2T14	%	(€ millones)	1S15	1S14	%
941	-	-	Importe neto de la cifra de negocios	1.800	-	-
-651	-	-	Aprovisionamientos	-1.263	-	-
-59	-	-	Gastos de personal, neto	-115	-	-
-61	-	-	Otros gastos/ingresos	-127	-	-
170	-	-	EBITDA	295	-	-
-49	-	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-97	-	-
1	-	-	Provisiones de morosidad	-1	-	-
122	-	-	Resultado de explotación	197	-	-

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 primer semestre de 2015 de €295 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

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
12.044	11.707	2,9	Ventas actividad de gas (GWh):	22.991	22.064	4,2
5.066	5.310	-4,6	Ventas de gas a tarifa	8.942	9.439	-5,3
6.978	6.397	9,1	ATR	14.049	12.625	11,3
-36	22	-	Red de distribución (km)	8.157	8.126	0,4
6	5	20,0	Incremento de puntos de suministro, en miles	14	10	40,0
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	608	583	4,3

La disminución en ventas de gas a tarifa por 5,3% se explica por un decremento del 9,1% a generadoras eléctricas debido a menores ventas puntuales respecto del año 2014, del -4,4% a clientes residenciales y comerciales por efecto de la temperatura, y del -0,9% en clientes industriales debido al efecto de la temperatura y al retraso de la incorporación de clientes de GNL móvil. En cuanto al crecimiento de ATR, éstos se explican por un crecimiento del gas transportado por la sociedad Gasoducto del Pacífico (11,3%).

Distribución electricidad

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
3.861	3.798	1,7	Ventas actividad de electricidad (GWh):	8.080	7.820	3,3
3.659	3.598	1,7	Ventas de electricidad a tarifa	7.666	7.403	3,6
202	200	1,0	ATR	414	417	-0,7
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06):	2.888	2.817	2,5
-	-	-	Chile	2.675	2.609	2,5
-	-	-	Argentina	213	208	2,4

El crecimiento del 3,3% en las ventas de la actividad de distribución de electricidad se explica principalmente por un aumento del 3,6% en ventas a clientes regulados, compensados parcialmente por una disminución del 0,7% por ventas a clientes libres.

Transmisión de electricidad

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
3.585	3.507	2,2	Energía transportada (GWh)	7.446	7.189	3,6
-	-	-	Red de transporte (km)	3.495	3.495	-

El crecimiento del 3,6% 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

2T15	2T14	%		1S15	1S14	%
1.407	2.164	-35,3	Ventas mayoristas a terceros (GWh)	2.393	3.221	-25,7
1.494	1.567	-4,7	Ventas a cliente final (GWh):	2.646	2.702	-2,1
1.171	1.231	-4,9	Chile	1.998	2.063	-3,2
323	336	-3,9	Colombia	648	639	1,4
-	-	-	Cuota mercado Chile (%)	27	27	-
-	-	-	Cuota mercado Colombia (%)	18	19	-1 p.p.

La venta mayorista de GLP ha decrecido en un 25,7% debido a una disminución de la actividad, principalmente a que durante 2015 uno de los distribuidores ha iniciado su aprovisionamiento de forma independiente.

La venta a cliente final en Chile disminuyó en 3,2% 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: 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)	1S15	1S14
Importe neto de la cifra de negocios	13.685	12.154
Otros ingresos de explotación	130	123
Aprovisionamientos	-9.531	-8.522
Gastos de personal	-528	-422
Otros gastos de explotación	-1.082	-912
EBITDA	2.674	2.421
Otros resultados	-	253
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-893	-796
Dotación a provisiones	-127	-116
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.654	1.762
Resultado financiero	-463	-398
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	7	-12
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.198	1.352
Impuesto sobre beneficios	-294	-331
Participaciones no dominantes	-153	-89
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	751	932

EBITDA

(€millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
DISTRIBUCIÓN GAS	385	413			
España	214	222			
Italia	16	17			
Latinoamérica	155	174			
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	243	246			
España	142	147			
Moldavia	10	8			
Latinoamérica	91	91			
GAS	322	276			
Infraestructuras	71	72			
Aprovisionamientos y comercialización	251	204			
ELECTRICIDAD	286	204			
España	213	144			
Global Power Generation	73	60			
CGE	125	170			
RESTO	8	-4			
TOTAL EBITDA	1.369	1.305			

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

Inversiones materiales e intangibles

(€millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
DISTRIBUCIÓN GAS	101	154			
España	54	82			
Italia	2	7			
Latinoamérica	45	65			
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	54	83			
España	28	50			
Moldavia	1	2			
Latinoamérica	25	31			
GAS	8	10			
Infraestructuras	2	1			
Aprovisionamientos y comercialización	6	9			
ELECTRICIDAD	47	61			
España	35	47			
Global Power Generation	12	14			
CGE	54	65			
RESTO	5	16			
TOTAL	269	389			

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

(€ millones)	30/06/15	30/06/14
Activo no corriente-	39.817	32.788
Inmovilizado intangible	10.836	7.830
Inmovilizado material	24.423	20.049
Inversiones método participación	1.997	2.348
Activos financieros no corrientes	1.487	1.469
Activos por impuesto diferido	1.074	1.092
Activo corriente-	8.602	11.261
Activos no corrientes mantenidos para la venta	93	-
Existencias	807	857
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.200	4.527
Otros activos financieros corrientes	341	349
Efectivo y medios líquidos equivalentes	2.161	5.528
TOTAL ACTIVO	48.419	44.049

(€ millones)	30/06/15	30/06/14
Patrimonio neto-	18.410	15.437
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.583	13.927
Participaciones no dominantes	3.827	1.510
Pasivo no corriente-	23.375	19.605
Ingresos diferidos	832	822
Provisiones no corrientes	1.542	1.478
Pasivos financieros no corrientes	17.183	14.484
Pasivos por impuesto diferido	2.815	1.967
Otros pasivos no corrientes	1.003	854
Pasivo corriente-	6.634	9.007
Provisiones corrientes	123	93
Pasivos financieros corrientes	1.833	4.524
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.752	3.404
Otros pasivos corrientes	926	986
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	48.419	44.049

(€ millones)	1S15	1S14
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.611	1.420
Resultado antes de impuestos	1.198	1.352
Ajustes del resultado	1.215	862
Cash flow operativo	2.413	2.214
Cambios en el capital corriente	-123	-82
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-679	-712
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-745	-97
Pagos por inversiones	-982	-835
Cobros por desinversiones	213	712
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	24	26
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-2.217	31
Cobros y (pagos) por obligaciones perpetuas subordinadas	-51	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	-1.640	547
Pagos por dividendos	-469	-488
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-57	-28
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-60	2
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-1.411	1.356
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	3.572	4.172
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	2.161	5.528

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

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

e-mail:
relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web:
www.gasnaturalfenosa.com