

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

TRIMESTRE : **Primero**

AÑO : **2015**

FECHA DE CIERRE DEL PERIODO : **31/03/2015**

I. DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

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

II. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA A LA INFORMACIÓN REGULADA PREVIAMENTE PUBLICADA

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

III. DECLARACIÓN INTERMEDIA

Contiene



Información adicional
en fichero adjunto

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



Resultados primer trimestre 2015

6 de mayo de 2015

EL BENEFICIO NETO EN 2015 ALCANZA LOS €404 MILLONES Y CRECE UN 0,5%

- El beneficio neto del primer trimestre de 2015 aumenta un 0,5% respecto al mismo período del año anterior y se sitúa en €404 millones, sustentado en el adecuado equilibrio del perfil de negocio con una contribución creciente de la presencia internacional y los resultados de una estricta disciplina financiera.
- El EBITDA consolidado del año aumenta en €145 millones y alcanza los €1.369 millones con un aumento del 11,8% 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 trimestre de 2014, aporta €125 millones al EBITDA consolidado del primer trimestre 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 trimestre de 2014, que asciende a €26 millones y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de €18 millones, desinvertida en junio de 2014.
- La adquisición de CGE acelera el cumplimiento de los objetivos comprometidos en el plan estratégico 2013-2015, aportando 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 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 tomará un 25% de la sociedad.
- El 13 de enero de 2015 Gas Natural Fenosa, a través de su programa EMTN, realiza 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%.
- Tras la adquisición de CGE, a 31 de marzo de 2015 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 47,7% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,2 veces, en términos proforma.
- La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2014 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar €909 millones a dividendos, un 1,2% más que el año anterior, en línea con el incremento del beneficio neto y mantener el *pay out* en el 62,1%. El pago del dividendo complementario de €0,511 por acción será realizado en efectivo el próximo 1 de julio de 2015.
- El pasado 21 de abril de 2015 Gas Natural Fenosa cierra 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 99,05% de su valor nominal.

1.- PRINCIPALES MAGNITUDES

1.1.- Principales magnitudes económicas

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	7.282	6.284	15,9
EBITDA	1.369	1.224	11,8
Beneficio de explotación	864	790	9,4
Resultado neto	404	402	0,5
Flujos de efectivo actividades explotación	962	827	16,3
Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
Cotización a 31/03 (€)	20,92	20,41	2,5
Capitalización bursátil a 31/03	20.929	20.424	2,5
Resultado neto por acción (€)	0,40	0,40	0,5
Inversiones	313	367	-14,7
Patrimonio neto	19.017	15.349	23,9
Deuda financiera neta (a 31/03)	17.331	14.172	22,3

1.2.- Ratios

(cifras no auditadas)

	1T15	1T14
Endeudamiento ¹	47,7%	48,0%
EBITDA/ Coste deuda financiera neta	6,4x	6,6x
Deuda financiera neta/EBITDA ²	3,2x	3,0x
PER	14,3x	14,2x
EV/EBITDA ³	7,1x	7,2x

Datos bursátiles y de balance a 31 de marzo.

¹ Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta+Patrimonio neto).

² En términos anualizados proforma incorporando EBITDA de CGE abril-noviembre de 2014. De no ser así, resulta en un 3,5x.

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

1.3.- Principales magnitudes físicas

Actividad de Distribución:

	1T15	1T14	%
Distribución de gas (GWh):	115.970	109.832	5,6
Europa:	55.934	52.969	5,6
ATR ⁴	55.934	52.969	5,6
Latinoamérica:	60.036	56.863	5,6
Ventas de gas a tarifa	38.087	34.723	9,7
ATR	21.949	22.140	-0,9
Distribución de electricidad (GWh):	13.523	13.179	2,6
Europa:	9.306	9.105	2,2
Ventas de electricidad a tarifa	731	711	2,8
ATR	8.575	8.394	2,2
Latinoamérica:	4.217	4.074	3,5
Ventas de electricidad a tarifa	3.960	3.819	3,7
ATR	257	255	0,8
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/03):	12.357	12.018	2,8
Europa	5.695	5.639	1,0
Latinoamérica	6.662	6.379	4,4
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/03):	7.593	7.457	1,8
Europa	4.532	4.517	0,3
Latinoamérica	3.061	2.940	4,1
TIEPI en España (minutos)	10	19	-47,4

Actividad de Gas:

	1T15	1T14	%
Comercialización mayorista (GWh):	76.578	72.756	5,3
España	42.006	42.602	-1,4
Resto ventas de gas	34.572	30.154	14,7
Comercialización minorista (GWh)	16.073	13.357	20,3
Transporte de gas – EMPL (GWh)	24.066	33.287	-27,7

⁴ Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

Actividad de Electricidad:

	1T15	1T14	%
Energía eléctrica producida (GWh):	12.573	11.355	10,7
España:	8.124	7.198	12,9
Generación:	7.518	6.448	16,6
Hidráulica	1.397	2.205	-36,6
Nuclear	1.222	1.164	5,0
Carbón	1.399	271	-
Ciclos combinados	3.500	2.808	24,6
Renovable y cogeneración	606	750	-19,2
Global Power Generation:	4.449	4.157	7,0
México (CC)	3.760	3.831	-1,9
México (Eólico)	304	-	-
Costa Rica (hidráulica)	49	26	88,5
Panamá (hidráulica)	18	14	28,6
Panamá (fuel)	-	12	-
República Dominicana (fuel)	289	130	-
Kenia (fuel)	29	144	-79,9
Capacidad de generación eléctrica (MW):	14.803	14.519	2,0
España:	12.146	12.090	0,5
Generación:	11.226	11.188	0,3
Hidráulica	1.954	1.916	2,0
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Renovable y cogeneración:	920	902	2,0
Global Power Generation:	2.657	2.429	9,4
México (CC)	2.035	2.035	-
México (Eólico)	234	-	-
Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	5	11	-54,5
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

Compañía General de Electricidad:

	1T15	1T14	%
Distribución de gas			
Ventas actividad gas (GWh)	10.947	-	-
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	602	-	-
Distribución de electricidad			
Ventas actividad electricidad (GWh)	4.219	-	-
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	2.875	-	-
Transmisión electricidad (GWh)	3.861	-	-
GLP			
Ventas mayoristas (GWh)	1.428	-	-
Ventas a cliente final (GWh)	1.152	-	-

2.- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

2.1.- Cambios 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

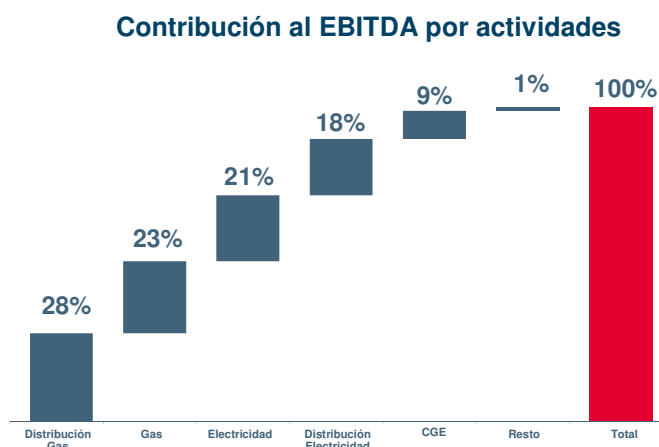
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de marzo de 2015 asciende a €7.282 millones y registra un aumento del 15,9% respecto al año anterior, en gran medida debido a la incorporación al perímetro de consolidación de Compañía General de Electricidad y la apreciación, fundamentalmente, del dólar frente al euro.

2.2.2.- EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del año aumenta en €145 millones y alcanza los €1.369 millones con un aumento del 11,8% 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 trimestre de 2014, aporta €125 millones al EBITDA consolidado del primer trimestre 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 trimestre de 2014, que asciende a €26 millones y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de €18 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 +€35 millones respecto al de 2014 y ha sido causado, fundamentalmente, por la apreciación del dólar frente al euro.



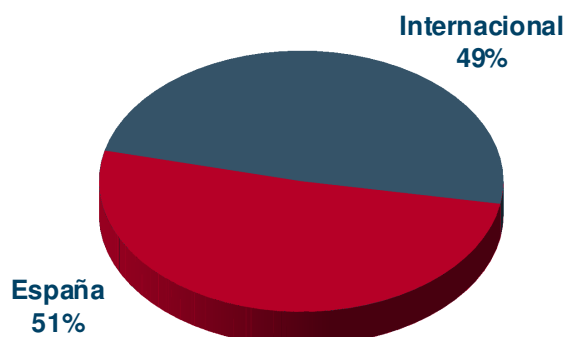
Sin considerar estos impactos, es decir, el efecto perímetro de consolidación, las medidas regulatorias y el efecto tipo de cambio, el EBITDA aumentaría en un 2,4%.

En el gráfico adjunto se puede 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 28,1% del total consolidado. Le sigue la actividad de gas con un 23,5% y la actividad de electricidad (fundamentalmente en España) con un 20,8%.

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta en un 41,0% por la incorporación de CGE y representa un 49,5% total consolidado frente a un 39,2% en el año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España desciende un 7,0% y reduce su peso relativo en el total consolidado al 50,5%.

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de marzo de 2015 ascienden a €451 millones y registran un aumento del 16,5%. Las provisiones por morosidad se sitúan en €54 millones frente a €47 millones en el año 2014 y sitúan, finalmente, el beneficio operativo en €864 millones, un 9,4% superior al del año anterior.

Contribución al EBITDA por zona geográfica



2.2.3.- Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14
Coste deuda financiera neta	-215	-185
Otros gastos/ingresos financieros	-16	-17
Ingreso financiero Costa Rica	2	2
Resultado financiero	-229	-200

El coste de la deuda financiera neta del primer trimestre de 2015 es de €215 millones, superior al del primer trimestre de 2014 debido al efecto de la adquisición 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

Conforme a la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" se registran por el de método de la participación las inversiones en Unión Fenosa Gas, Ecoeléctrica (central de ciclo combinado ubicada en Puerto Rico), Nueva Generadora del Sur (central de ciclo combinado ubicada en España) y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de generación eléctrica renovable y cogeneración en España.

En el primer trimestre de 2015 el resultado de entidades por el método de participación es de -8€ millones frente a -€1 millón en el primer trimestre de 2014. Las partidas más relevantes son la aportación positiva de €8 millones de Ecoeléctrica (€11 millones en el año anterior) y el Subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de -€21 millones (-€6 millones en el año anterior).

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, la producción fue superior en un 3,9% a la del año anterior como consecuencia del retraso de la parada programada de la central en relación con el año anterior.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas⁵ en el primer trimestre de 2015 ha alcanzado un volumen de 8.162 GWh frente a los 10.854 GWh registrados en el año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 2.780 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, frente a 5.803 GWh en el primer trimestre del 2014.

2.2.5.- Impuesto sobre beneficios

Gas Natural SDG es la sociedad dominante del grupo Consolidado fiscal 59/93, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos, lo que implica la determinación de forma conjunta del resultado fiscal del grupo y las deducciones y bonificaciones a la cuota. El resto de sociedades de Gas Natural Fenosa tributan de forma individualizada de acuerdo con sus respectivos regímenes, salvo el caso de varias sociedades dependientes en Italia que tributan en un grupo consolidado fiscal propio.

La tasa efectiva al 31 de marzo de 2015, registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual ha ascendido al 24,6%, en línea a la registrada en el mismo período del año anterior del 24,4%.

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 de general de gravamen del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016.

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 Compañía General de Electricidad (Chile), 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 trimestre de 2015 asciende a -€69 millones, frente a -€43 millones en el mismo período del año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a la incorporación de CGE (€12 millones) y al registro de los intereses devengados en el primer trimestre de 2015 por la emisión de las obligaciones perpetuas subordinadas (€10 millones).

3. BALANCE DE SITUACIÓN

3.1.- Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Inversiones materiales e intangibles	269	357	-24,6
Inversiones financieras	44	10	-
Total inversiones	313	367	-14,7

⁵ Magnitudes al 100%.

Las inversiones materiales e intangibles del primer trimestre de 2015 alcanzan los €269 millones, con una disminución del 24,6% respecto a las del mismo período del año anterior. Esta disminución se debe fundamentalmente a 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. Ajustando dicha cifra, así como la incorporación de CGE en 2015, las inversiones materiales e intangibles crecen en un 19,4%.

Las inversiones financieras en 2015 corresponden, fundamentalmente, a una adquisición adicional del 0,6% del capital de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) por €18 millones, además de 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 €18 millones.

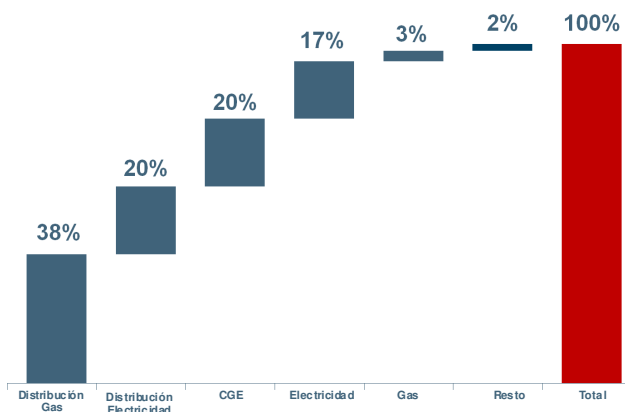
Las inversiones financieras en 2014 corresponden a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12.

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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Distribución gas:	101	82	23,2
España	54	48	12,5
Italia	2	3	-33,3
Latinoamérica	45	31	45,2
Distribución electricidad:	54	44	22,7
España	28	20	40,0
Moldavia	1	2	-50,0
Latinoamérica	25	22	13,6
Gas:	8	183	-95,6
Infraestructuras	2	178	-98,9
Aprovisionamientos y comercialización	6	5	20,0
Electricidad:	47	39	20,5
España	35	16	-
Global Power Generation	12	23	-47,8
CGE	54	-	-
Resto	5	9	-44,4
Total inversiones materiales e intangibles	269	357	-24,6

Inversiones materiales e intangibles por actividades



El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que aumenta en un 23,2% y representa el 37,5% del total consolidado. La distribución de electricidad aumenta un 22,7% y supone el 20,1% del total donde destaca el crecimiento en España. Asimismo, la inversión en CGE representa otro 20,1% del total.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España disminuyen en un 53,8% (un aumento del 32,6% 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 68,4% debido a la incorporación de CGE, sin considerar ese importe aumentan en un 4,9%.

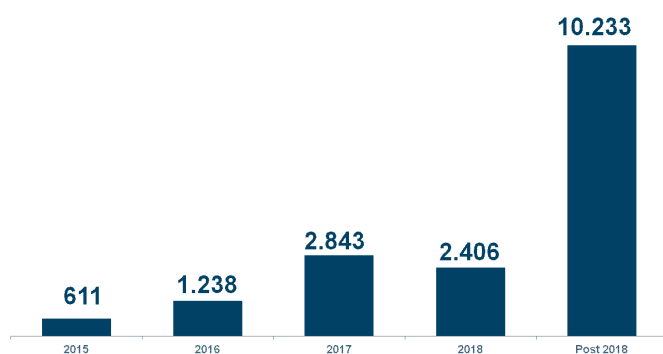
3.2.- Deuda

A 31 de marzo de 2015 la deuda financiera neta alcanza los €17.331 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 47,7%.

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de marzo de 2015 en 3,5x y en 6,4x, respectivamente. En términos proforma, es decir, incorporando el EBITDA de CGE del período abril-noviembre de 2014, el ratio de Deuda neta/EBITDA se situaría en 3,2x.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 96,5% tiene vencimiento igual o posterior al año 2016. 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 77,4% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 22,6% restante a tipo variable. El 4,9% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 95,1% restante a largo plazo.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 31 de marzo de 2015.

A 31 de marzo de 2015 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €10.322 millones, lo que supone la cobertura de

vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

(cifras no auditadas)

Fuentes de liquidez (€ millones)	Disponibilidad 03/2015
Líneas de crédito comprometidas	7.230
Líneas de crédito no comprometidas	479
Préstamos no dispuestos	53
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	2.560
Total	10.322

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de marzo de 2015 se sitúan en €5.565 millones e incluyen el programa Euro Medium Terms Notes (EMTN) por importe de €3.395 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €404 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 €1.766 millones.

El importe agregado emitido bajo el programa EMTN a 31 de marzo de 2015 asciende a €10.605 millones.

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%.

Durante el primer 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 ha refinanciado la operación de Club Deal existente 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 2020 y reduciendo los costes.

En diciembre 2014 se firmó una línea de financiación para proyectos de eficiencia energética con el BEI por importe de €75 millones, de los que se han dispuesto €22 millones, quedando disponible el saldo restante.

Estos préstamos del BEI ponen de manifiesto la solidez del proyecto de Gas Natural Fenosa, que cumple con los estándares de viabilidad, calidad y medioambiente que exige el Banco Europeo de Inversiones.

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 99,05% de su valor nominal.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de marzo de 2015 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€ millones)	31/03/15	%
EUR	12.720	73,4
CLP	2.493	14,4
US\$	921	5,3
COP	642	3,7
MXN	299	1,7
BRL	244	1,4
Otros	12	0,1
Total deuda financiera neta	17.331	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 propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2014 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar €909 millones a dividendos. Esta propuesta representa 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.

El pasado 8 de enero de 2015 ya se distribuyó un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2014 de €0,397 por acción en efectivo. Asimismo, de acuerdo a la propuesta, el pago del dividendo complementario de €0,511 por acción será realizado también en efectivo el próximo 1 de julio de 2015.

A 31 de marzo de 2015 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €19.017 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €15.047 millones y representa un crecimiento del 8,8% respecto al 31 de marzo 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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	293	314	-6,7
Aprovisionamientos	-4	-6	-33,3
Gastos de personal, neto	-20	-20	-
Otros gastos/ingresos	-55	-61	-9,8
EBITDA	214	227	-5,7
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-74	-74	-
Provisiones de morosidad	2	0	-
Resultado de explotación	142	153	-7,2

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 trimestre de 2015 mientras que en el período con que se compara, primer trimestre de 2014, todavía no era de aplicación. El impacto diferencial se estima en €26 millones.

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €293 millones siendo inferior en €21 millones respecto al mismo período del año anterior derivado de la revisión regulatoria antes mencionada y el EBITDA se reduce en un 6,7%.

4.1.1.2.- Principales magnitudes

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

	1T15	1T14	%
Ventas – ATR (GWh)	54.024	51.394	5,1
Red de distribución (km)	49.327	47.966	2,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	13	13	-
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	5.239	5.184	1,1

Las ventas de la actividad regulada de gas aumentan un 5,1% (+2.630 GWh). La demanda de gas de distribución menor a 4 bares ha crecido un 13,4% (+2.422 GWh) por una climatología favorable respecto al primer trimestre del año anterior de +95 grados-día⁶ (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 3% (-684 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 1.361 km y en 396 Km en el primer trimestre del 2015, permitiendo la gasificación de 2 nuevos municipios, alcanzando un total de 1.149 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.239.000 puntos de suministro, con un crecimiento del +1,1%.

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

⁶ 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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	23	23	-
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	-4	-3	33,3
Otros gastos/ingresos	-3	-4	-25,0
EBITDA	16	16	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-6	-6	-
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	10	10	-

El EBITDA alcanza los €16 millones, en línea con el año pasado a pesar de unos gastos no recurrentes asociados a la administración judicial por €0,3 millones.

4.1.2.2.- Principales magnitudes

	1T15	1T14	%
Ventas – ATR (GWh)	1.910	1.575	21,3
Red de distribución (km)	7.106	6.975	1,9
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	456	455	0,2

La actividad de distribución de gas alcanza los 1.910 GWh, con un aumento del 21,3% respecto al año 2014 por una climatología más favorable.

La red de distribución al 31 de marzo de 2015 asciende a 7.106 km, con un aumento de 131 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 455.906 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un crecimiento del 0,2% respecto al año anterior.

4.1.3- Latinoamérica

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

4.1.3.1.- Resultados

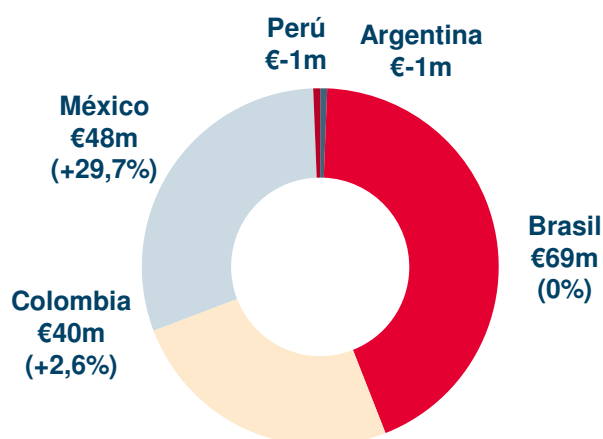
(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	871	730	19,3
Aprovisionamientos	-631	-511	23,5
Gastos de personal, neto	-25	-21	19,0
Otros gastos/ingresos	-60	-51	17,6
EBITDA	155	147	5,4
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-30	-24	25,0
Provisiones de morosidad	-6	-4	50,0
Resultado de explotación	119	119	-

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €871 millones y registra un incremento del 19,3%, con un volumen de ventas un 5,6% superior al del año anterior.

El EBITDA alcanza los €155 millones, lo que supone un incremento del 5,4% respecto al del año anterior, favorecido por el comportamiento de las divisas, que se apreciaron en México (+5,1%) y Argentina (+3,6%), compensado en parte por la devaluación de la moneda en Colombia (-4,6%) y Brasil (-3,5%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA se incrementaría en un 3,6%.

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 44,5% del EBITDA con un volumen de ventas un 15,1% 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 31,0% del conjunto del negocio, registrando un crecimiento del 29,7% respecto al año anterior, incrementándose

el margen de energía un 15,3%, debido fundamentalmente al mayor margen en el mercado doméstico/ comercial.

Colombia aporta un 25,8% del EBITDA, destacando un incremento del 10,3% 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:

	1T15	1T14	%
Ventas actividad de gas (GWh):	60.036	56.863	5,6
Venta de gas a tarifa	38.087	34.723	9,7
ATR	21.949	22.140	-0,9
Red de distribución (km)	71.551	69.411	3,1
Incremento de puntos de suministro, en miles	68	58	17,2
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	6.662	6.379	4,4

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

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	14.707	26.748	6.168	12.413	60.036
Incremento vs. 1T 2014 (%)	-10,7	15,1	10,3	7,4	5,6
Red de distribución (km)	24.454	6.857	21.061	19.179	71.551
Incremento vs. 31/03/2014 (km)	323	345	663	809	2.140
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	1.592	947	2.662	1.461	6.662
Incremento vs. 31/03/2014, en miles	30	41	116	96	283

Al 31 de marzo de 2015 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.662.000 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 68.270 puntos de suministro, principalmente en México, con un incremento de 27.257, y Colombia con un crecimiento de 26.176 puntos de suministro en el trimestre.

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 60.036 GWh con un incremento del 5,6% respecto a las ventas registradas en 2014.

La red de distribución de gas se incrementa en 2.140 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 71.551 km a finales de marzo de 2015, lo que representa un crecimiento del 3,1%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 809 km.

Los aspectos más relevantes en relación con la actividad en el área durante el primer trimestre de 2015 han sido:

- En Argentina se produce un incremento del margen de energía en todos los mercados respecto al año anterior, producto principalmente de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios autorizados por el regulador (ENARGAS) a partir del 1 de abril de 2014. Esta acción supone una señal para restituir el equilibrio económico en el sector, sin embargo, los incrementos tarifarios previstos en los diferentes componentes (gas, transporte y distribución) se centran prioritariamente en la componente gas, que es un *pass-through*, no cubriendo suficientemente el incremento fijado para la distribución las necesidades del negocio y el incremento de inflación. Continúa el esfuerzo en contención de gastos ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanza niveles en torno al 30%.

- La evolución del negocio en Brasil mantiene una tendencia muy satisfactoria en el primer trimestre del año, con un incremento neto de clientes en doméstico/comercial del 35,4%. Las ventas para el mercado de generación y ATR superaron en un 24,8% las del 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 marzo de 2015 en el 28,5%, 38,3 p.p. por debajo de la media histórica (66,8% media de 8 años) en la región sudeste-centro oeste, que detenta el 70% de las reservas de agua del país. Pese a la entrada en vigor en enero de 2014 de las nuevas tarifas asociadas a la 3ª Revisión Quinquenal de Tarifas en CEG y CEG Rio, el margen de energía se incrementó un 3,6% respecto al primer trimestre de 2014.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 10,3% debido principalmente al mayor volumen industrial (+13,4%) derivado de las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico/comercial alcanza los 26.176 clientes, experimentando un descenso de -2,5% 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 ligera caída en las ventas de aparatos respecto al ejercicio anterior (-2,0%), aunque con un crecimiento del margen operativo del 11%.
- 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 58,2% en el primer trimestre del año con un 27,2% de incremento en las puestas en servicio respecto al año anterior debido principalmente al crecimiento de la saturación y nueva edificación en la zona de Bajíos y Distrito Federal y a la contención de bajas. En relación a las ventas de gas, destaca el incremento del 10,7% en el sector industrial por la mayor demanda de las grandes empresas industriales de las zonas de Bajío Norte y Monterrey, el crecimiento del 3,7% en el segmento doméstico/comercial por el mayor consumo unitario doméstico y la mayor base de clientes, y unas mayores transmisiones en ATR del 7,8% principalmente por la mayor demanda de consumo en Monterrey y Distrito Federal.

Siguiendo con el proceso de expansión en México, en el último trimestre del 2014 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México adjudicó a Gas Natural Fenosa el servicio de gas natural en dos nuevas zonas de distribución: Noroeste (que abarca poblaciones de los estados de Sonora y Sinaloa) y Sinaloa. El mercado potencial conjunto de ambas licitaciones se estima en casi un millón de viviendas en el largo plazo. Se prevé iniciar el suministro a partir del tercer trimestre de 2016.

La zona de Noroeste incluye los municipios de Cajeme y Navojoa, en Sonora; y Ahome, Choix, El Fuerte, Guasave y Salvador Alvarado, en Sinaloa. Todos ellos se encuentran situados en el corazón de una de las regiones agrícolas más ricas del país.

La zona de Sinaloa se extiende a los municipios de Culiacán, Elota, Novalato y Mazatlán, que concentra una alta actividad turística.

- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos con el objetivo de iniciar la operación comercial en el primer trimestre de 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 60.000 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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	204	201	1,5
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	-25	-29	-13,8
Otros gastos/ingresos	-37	-31	19,4
EBITDA	142	141	0,7
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-55	-51	7,8
Provisiones de morosidad	0	0	-
Resultado de explotación	87	90	-3,3

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 trimestre del año 2015 alcanza los €142 millones con un aumento del 0,7% con respecto al mismo período de 2014. El importe neto de la cifra de negocio aumenta en un 1,5% por el reconocimiento de las inversiones puestas en servicio en 2013. La evolución mencionada de la cifra de negocio se ve compensada por un incremento de los gastos operativos.

4.2.1.2.- Principales magnitudes

	1T15	1T14	%
Ventas – ATR (GWh)	8.575	8.394	2,2
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	3.673	3.668	0,1
TIEPI (minutos)	10	19	-47,4

La energía suministrada se incrementa en un 2,2% y ligeramente por debajo de la demanda de distribución nacional que se situó en marzo de 2015 en 63.920 GWh lo que supone un incremento del 2,5% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

El número de puntos de suministro se ha incrementado en 4.763 respecto a la misma fecha del año anterior.

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

4.2.2.- Moldavia

El negocio en Moldavia incluye la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y zonas del centro y sur del país. El ámbito de la distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia representa el 70% del total del país.

4.2.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	83	68	22,1
Aprovisionamientos	-69	-52	32,7
Gastos de personal, neto	-2	-2	-
Otros gastos/ingresos	-2	-2	-
EBITDA	10	12	-16,7
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1	-1	-
Provisiones circulante	-	-	-
Resultado de explotación	9	11	-18,2

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

El decremento del EBITDA se debe a que en 2014 finalizó la amortización tarifaria de los activos fijos existentes antes de la privatización y la rentabilidad sobre el valor de las acciones compradas con impacto de -174 MLei (-€9 millones) en EBITDA, el cual se compensa parcialmente por aplicación del coste de extensión de vida útil +97 MLei (€5 millones), además por mejores resultados en los indicadores de pérdidas, mejoras de eficiencia y contención de gastos

Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el decremento del EBITDA es del 2,4%.

4.2.2.2.- Principales magnitudes

	1T15	1T14	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	731	711	2,8
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	859	849	1,2
Índice de pérdidas de red (%)	9,1	9,3	-0,2 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 2,8% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas.
- Los puntos de suministro alcanzan los 859.289, lo que supone un crecimiento del 1,2% respecto al cierre del mismo período del 2014 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

4.2.3- Latinoamérica

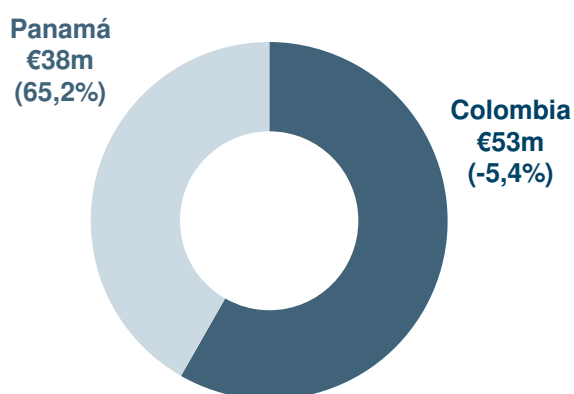
Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia y Panamá.

4.2.3.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	522	502	4,0
Aprovisionamientos	-371	-371	-
Gastos de personal, neto	-13	-12	8,3
Otros gastos/ingresos	-47	-40	17,5
EBITDA	91	79	15,2
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-16	-15	6,7
Provisiones de morosidad	-24	-19	26,3
Resultado de explotación	51	45	13,3

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €91 millones aumentando un 15,2% frente al del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 7,3%.

El negocio de distribución de Colombia aporta €53 millones de EBITDA, lo que supone una disminución del -4,2% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este EBITDA recoge mayores tributos por €4 millones, correspondientes al Impuesto a la Riqueza, en función de la reforma tributaria aprobada en diciembre del año

pasado. Sin considerar el efecto de este impuesto la variación sería del +3,3%, respondiendo fundamentalmente al crecimiento de la demanda y al mayor cargo de distribución, debido a su actualización.

Asimismo, el EBITDA de los tres primeros meses del año 2015 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por €38 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

	1T15	1T14	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	4.217	4.074	3,5
Venta de electricidad a tarifa	3.960	3.819	3,7
ATR	257	255	0,8
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	3.061	2.940	4,1

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 4.217 GWh, con un incremento del 3,5%, generado por el crecimiento de la demanda, tanto en Colombia como en Panamá.

Sigue la evolución positiva de la demanda y se produce un aumento de la cifra de clientes en ambos países, registrándose un crecimiento conjunto del 4,1%.

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

	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	3.057	1.160	4.217
Incremento vs. 1T 2014 (%)	2,9	5,2	3,5
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	2.501	560	3.061
Incremento vs. 31/03/2014, en miles	96	25	121
Índice de pérdidas de mercado (%)	16,8	10,2	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, manteniendo su contención al situarse prácticamente en línea con los niveles registrados en 2014, a pesar de la presión ejercida por el crecimiento de la demanda.

4.3.- GAS

4.3.1.- Infraestructuras

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

4.3.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	76	78	-2,6
Aprovisionamientos	-1	-4	-75,0
Gastos de personal, neto	-1	-1	-
Otros gastos/ingresos	-3	-2	50,0
EBITDA	71	71	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-20	-19	5,3
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	51	52	-1,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer trimestre de 2015 alcanza los €76 millones, con un ligero descenso del 2,6%.

El EBITDA se eleva hasta los €71 millones, en línea con el año anterior a pesar de un menor volumen transportado por 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:

	1T15	1T14	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	24.066	33.287	-27,7
Portugal-Marruecos	6.576	9.813	-33,0
España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	17.490	23.474	-25,5

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 24.066 GWh, un 27,7% inferior al del año anterior como consecuencia de la optimización de la cartera de aprovisionamientos del Grupo. Del volumen anterior, 17.490 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 6.576 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 trimestre de 2015 ascienden a 1.926 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, expresando sus dudas acerca de que se hayan evaluado las afecciones sinérgicas de los

proyectos entre sí y solicitando al Ministerio de Medioambiente completar dicha evaluación antes de emitir dichos permisos medioambientales pendientes. Gas Natural Fenosa ha recurrido esta decisión. Por otro lado, la Comisión Europea cerró el proyecto piloto abierto al respecto lo que refleja que la tramitación se ha realizado de conformidad con la Normativa Europea. Desde abril de 2012, el área de Marismas Occidental funciona parcialmente como almacenamiento subterráneo.

4.3.2.- Aprovisionamientos y comercialización

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

4.3.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	3.600	3.383	6,4
Aprovisionamientos	-3.272	-3.061	6,9
Gastos de personal, neto	-17	-16	6,3
Otros gastos/ingresos	-60	-55	9,1
EBITDA	251	251	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-6	-5	20,0
Provisiones de morosidad	-17	-15	13,3
Resultado de explotación	228	231	-1,3

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €3.600 millones y experimenta un crecimiento del 6,4% respecto al mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €251 millones, en línea con el año anterior, a pesar del desempeño a la baja del segmento minorista condicionado por la estructura deficitaria de la TUR que sobreacciona a ajustes abruptos en la precitación del gas invernal, agudizándose el efecto por la estacionalidad concentrada de consumos en el trimestre. Con el actual contexto de precios se prevé una mejora de márgenes progresiva en dicho segmento en el transcurso del presente ejercicio.

4.3.2.2.- Principales magnitudes

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

	1T15	1T14	%
Suministro de gas (GWh):	76.578	72.756	5,3
España:	42.006	42.602	-1,4
Comercialización Gas Natural Fenosa ⁷	30.152	29.296	2,9
Aprovisionamiento a terceros	11.854	13.306	-10,9
Internacional:	34.572	30.154	14,7
Comercialización Europa	16.301	13.196	23,5
Resto exterior	18.271	16.958	7,7

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 76.578 GWh y aumenta un 5,3%, 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 tercer trimestre consecutivo, y alcanza los 30.152 GWh en 2015, un 2,9% superior al primer trimestre de 2014, debido fundamentalmente a un mayor consumo de ciclos combinados. Un menor aprovisionamiento a terceros (-10,9%) resulta finalmente en una disminución de la comercialización en España del 1,4%.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 34.572 GWh en el primer trimestre de 2015 con un aumento del 14,7% con respecto al mismo período de 2014.

En este trimestre las comercializadoras de Gas Natural Fenosa han contratado una capacidad de hueco de almacenamientos subterráneos en España de más de 12 TWh para el período abril de 2015 a marzo de 2016.

En Portugal, Gas Natural Fenosa a través de su filial Gas Natural Comercializadora ha alcanzado una cuota en el mercado de gas del 17%, lo que le mantiene como el segundo operador del país. En el mercado industrial, donde se centran sus actividades, la cuota estimada es superior al 20%. Con ello consolida su liderazgo en la península ibérica en puertas de la creación del mercado único ibérico (MIBGAS). Asimismo se consolida como el primer operador extranjero en Portugal disponiendo de una cartera de contratos industriales de 7 TWh/año.

Así mismo, esta filial ha participado en las 3 subastas mensuales celebradas en la plataforma PRISMA para adquirir capacidad de exportación a Portugal, siendo adjudicatario del 46%, 33% y 22% en enero, febrero y marzo respectivamente del total adjudicado.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con una cartera contratada de 21,9 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 11,8 TWh/año.

Gas Natural Vendita ha conseguido en el mercado mayorista de Italia una cartera contratada de 5,3 TWh/año a cierre del primer trimestre de 2015.

⁷ No incluye operaciones de intercambio.

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. Dicha presencia se verá complementada con contratos a largo plazo que comenzarán el suministro en los próximos meses.

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:

	1T15	1T14	%
Contratos minoristas (España) (a 31/03):	11.718.663	11.266.139	4,0
Contratos de energía	8.909.056	8.743.998	1,9
Contratos de servicios energéticos	2.809.607	2.522.141	11,4
Contratos por cliente (España)	1,53	1,49	2,7
Cuota de mercado contratos gas (España)	57,9	58,3	-0,7
Comercialización minorista (GWh):	16.073	13.357	20,3
España	14.516	12.125	19,7
Italia	1.557	1.232	26,4
Contratos mantenimiento (España) (a 31/03)	2.634.724	2.318.177	13,7

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 12,2 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 527.000 son en Italia.

La comercialización minorista de gas natural aumenta tanto en España, un 19,7%, como en Italia, un 26,4%, fundamentalmente por una climatología más fría con respecto al período que se compara.

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 (83%) 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 469.000 nuevos contratos en 2015.

La cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para Pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 10.000 contratos. Asimismo, continúa la actividad de expansión en Portugal, superando a cierre del primer trimestre los 43.000 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.

El amplio y diversificado portfolio de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,6 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 4% en términos homogéneos respecto al 31 de marzo 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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.519	1.454	4,5
Aprovisionamientos	-1.106	-1.031	7,3
Gastos de personal, neto	-32	-35	-8,6
Otros gastos/ingresos	-168	-183	-8,2
EBITDA	213	205	3,9
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-126	-124	1,6
Provisiones de morosidad	-6	-8	-25,0
Resultado de explotación	81	73	11,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €1.519 millones, con un aumento del 4,5% respecto al mismo período del año anterior y el EBITDA se eleva a €213 millones con un aumento en un 3,9% respecto a 2014 debido fundamentalmente al mejor comportamiento de los precios del *pool*.

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el primer trimestre del año los 64.805 GWh, un 2,3% superior a la del mismo trimestre de 2014, rompiendo la tendencia de disminución trimestral iniciada en 2011, salvo la excepción del último trimestre de 2013. Los tres meses del trimestre han presentado aumentos de la demanda, especialmente febrero con un aumento del 3,2%, si bien dos puntos de este valor son consecuencia de las bajas temperaturas registradas (efecto temperatura), seguido de enero con un aumento del 2,7%.

En términos de demanda neta, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, la demanda ha aumentado un 1,5%.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 4 de febrero con 40.326 MW, sensiblemente superior a los 38.666 MW alcanzados en el mismo trimestre del año anterior (4 de febrero de 2014), que a su vez fue la máxima del año.

El saldo físico de intercambios internacionales, se ha mantenido exportador con 1,2 TWh en el primer trimestre del año (un 77,9% de aumento respecto al mismo trimestre de 2014).

El consumo de bombeo alcanzó en el primer trimestre los 1.559 GWh, un 22,6% menos que en el mismo trimestre de 2014.

La generación neta nacional presenta un aumento del 2,4% en el trimestre respecto al mismo período del año anterior.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable ha disminuido un 18,2% y en su conjunto ha cubierto el 45,0% de la demanda en el primer trimestre del año, 11,3 puntos menos que en el mismo trimestre de 2014.

La generación eólica ha disminuido en el trimestre un 9,3% respecto al mismo período del año anterior. A pesar de esto, el mes de febrero presentó crecimiento positivo por primera vez en los últimos nueve meses, superando los 6 TWh mensuales por cuarta vez en la historia, a pesar de ser un mes con solo 28 días. En este contexto de producción esta tecnología superó a finales de enero, el día 30 concretamente, el récord de producción eólica diaria fijando un nuevo máximo diario en 354 GWh, siete más que el máximo anterior. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 24,4% en el trimestre, casi tres puntos menos que en el mismo trimestre de 2014.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre una disminución del 26,7% con aumentos destacables en la solar fotovoltaica y, especialmente, en la solar térmica, que han aumentado un 14,3% y un 45,2% respectivamente.

La generación hidráulica convencional ha presentado una disminución en el trimestre del 36,3%. La energía hidroeléctrica producible registrada en 2015 califica al año como medio, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 55%; es decir, estadísticamente 55 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado un incremento en el trimestre del 26,3% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con aumentos en todas las tecnologías, especialmente el carbón. El hueco térmico casi se ha duplicado en este trimestre, con lo que representa el 24,6% de la demanda frente al 13,0% del mismo trimestre de 2014.

La generación nuclear ha aumentado un 4,4% en el trimestre, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones. La utilización del equipo ha sido cercana al 100% si exceptuamos la C.N. Santa María de Garoña.

La generación con carbón ha presentado un aumento en este primer trimestre de 2015 del 155,4%, cubriendo un 15,9% de la demanda, nueve puntos y medio más que en el mismo período de 2014. Es destacable el fuerte aumento de febrero que cuadruplica el febrero del pasado año. La utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 33% en el trimestre frente al 55% de utilización del resto del carbón.

En el primer trimestre de 2015 los ciclos combinados han aumentado su producción un 34,1% respecto al mismo período de 2014. En términos de cobertura de la demanda, en el trimestre la cifra ha sido del 8,7%, 2,1 puntos por encima de la del mismo trimestre de 2014.

El resto de térmica no renovable, cogeneración básicamente, ha aumentado un 0,7% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2014.

El precio medio ponderado del mercado diario del trimestre se ha situado en 47,38 €/MWh, 22,5 €/MWh superior a los 24,88 €/MWh del mismo trimestre de 2014 y un 7% inferior a los 51,10 €/MWh del trimestre anterior. Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 16,35 €/MWh del 22 de febrero y los 65,72 €/MWh del 8 de enero.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 76,27 \$/bbl de promedio en el cuarto trimestre de 2014 hasta 53,97 \$/bbl (-29,2%) en el primer trimestre de este año, con un mes de enero especialmente bajo, por debajo de los 48 \$/bbl, cifras que no se daban desde hace seis años. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha disminuido un 3,3%, pasando de 72,7 \$/t de media del cuarto trimestre de 2014 a 60,6 \$/t en el primer trimestre, manteniendo la tendencia de bajada que presentaba desde hacía más de dos años tras la pausa del tercer trimestre de 2014, y con un mes de enero también especialmente bajo, inferior a los 59 \$/t. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado en 7,0 €/t (vencimiento en 2015), superior a los 6,0 €/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:

	1T15	1T14	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.146	12.090	0,5
Generación:	11.226	11.188	0,3
Hidráulica	1.954	1.916	2,0
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Renovable y cogeneración:	920	902	2,0
Eólica	752	738	1,9
Minihidráulicas	111	107	3,7
Cogeneración y otras	57	57	-

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad:

	1T15	1T14	%
Energía eléctrica producida (GWh):	8.124	7.198	12,9
Generación:	7.518	6.448	16,6
Hidráulica	1.397	2.205	-36,6
Nuclear	1.222	1.164	5,0
Carbón	1.399	271	-
Ciclos combinados	3.500	2.808	24,6
Renovable y cogeneración:	606	750	-19,2
Eólica	456	558	-18,3
Resto hidráulica	139	143	-2,8
Cogeneración y otras	11	49	-77,6
Ventas de electricidad (GWh):	9.178	8.742	5,0
Mercado liberalizado	7.526	6.799	10,7
TUR/Regulado	1.652	1.943	-15,0
Cuota mercado generación (%)	18,8	17,5	+1,3p.p

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 8.124 GWh durante el primer trimestre de 2015, cifra superior en un 12,9% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 7.518 GWh corresponden a generación tradicional, con un 16,6% de aumento respecto al mismo

período del año anterior debido a un fuerte aumento de la generación térmica, especialmente carbón, y a pesar del importante descenso, -36,6%, de la hidráulica convencional.

La generación eólica, resto de hidráulica y cogeneración presenta una disminución del 19,2% en el trimestre.

En el primer trimestre de 2015, la producción hidráulica convencional realizada ha sido de 1.397 GWh, inferior en un 36,6% frente a los 2.205 GWh del mismo período de 2014 como consecuencia de las menores aportaciones naturales en el trimestre.

Comienza 2015 con una característica hidrológica de medio (61% de PSS), con dos meses calificados de secos, enero y marzo, y un mes de febrero medio-húmedo. El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 47,2% de llenado, frente al 58,5% de finales del marzo del pasado año.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 5,0% en el primer trimestre respecto a 2014, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas (Almaraz 2 el pasado año).

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 1.399 GWh frente a los 271 GWh del mismo trimestre 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 pasado.

En estas cifras tiene especial relevancia la producción del mes de febrero de 2015 frente a febrero de 2014 mes en el que no funcionó el equipo de carbón.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el primer trimestre de 2015 ha alcanzado la cifra de 3.500 GWh, un 24,6% superior a la del mismo período de 2014.

La cuota de mercado en generación tradicional, acumulada a 31 de marzo de 2015, de Gas Natural Fenosa es del 18,8%, superior al 17,5% de final del primer trimestre de 2014.

En comercialización de electricidad las ventas del primer trimestre de 2015 han alcanzado la cifra de 9.178 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, y aumentan en un 5,0%. 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 primer 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 de CO₂ (+1,4 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Este aumento significativo es debido principalmente al mayor funcionamiento de las centrales térmicas de carbón.

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período post Kioto (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 31 de marzo de 2015 tiene una potencia total instalada de 920 MW consolidables (878 MW en operación), de los cuales 752 MW corresponden a tecnología eólica, 111 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. Por otro lado, el incremento de la potencia eólica se debe a la incorporación en el primer trimestre de 2015 del parque eólico de Cordal de Montouto (14 MW).

La producción del primer trimestre de 2015 ha sido un 19,2% inferior a la del año anterior (606 GWh vs 750 GWh). Esta disminución, se debe fundamentalmente, a la menor producción de la tecnología eólica, por la menor eolicidad del primer trimestre de 2015 respecto al primer trimestre de 2014 (102 GWh de menor producción, -18,3%). En la tecnología minihidráulica la producción ha sido de 139 GWh (un 2,8% inferior a la del mismo período del año anterior). En cuanto a la tecnología de cogeneración + purines, y dado que las plantas de purines estuvieron en operación hasta el 7 de febrero de 2015, la producción se ha reducido en 38 GWh respecto al primer trimestre de 2014.

El 12 de febrero de 2015 se publicó el Decreto 6/2015, de 30 de enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los parques eólicos en Canarias. Este nuevo Decreto supone la eliminación de los sistemas de concursos de asignación para nueva potencia eólica y apuesta por un sistema de concurrencia competitiva acorde a la nueva Ley del Sector Eléctrico.

El 17 de marzo tuvo lugar la inauguración oficial del Parque Eólico Cordal de Montouto en Galicia. Se trata del primer parque que entra en funcionamiento en España tras el cambio del marco retributivo que eliminó los incentivos a la nueva generación renovable y el único no experimental construido durante 2014. Cuenta con seis aerogeneradores y una potencia de 14 MW, capaz de generar 37 GWh anuales.

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 tomará un 25% de la sociedad.

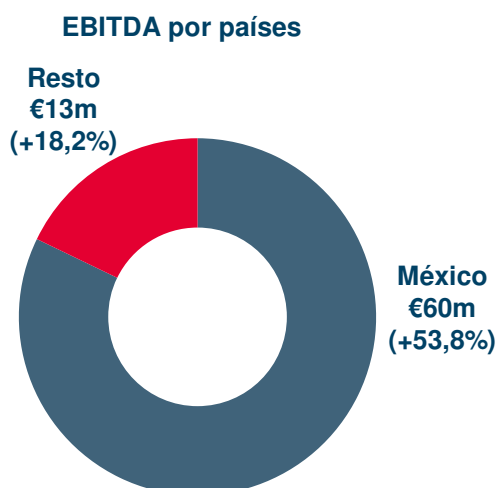
La operación, que se prevé cerrar antes de final de año una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, supone la asociación con un socio inversor sólido para acelerar el desarrollo de los planes de expansión en generación internacional, que contemplan, a medio plazo, construir 5 GW adicionales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

4.4.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	213	241	-11,6
Aprovisionamientos	-113	-173	-34,7
Gastos de personal, neto	-9	-5	80,0
Otros gastos/ingresos	-18	-13	38,5
EBITDA	73	50	46,0
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-33	-24	37,5
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	40	26	53,8

El EBITDA de Global Power Generation en el primer trimestre de 2015 alcanza los €73 millones, con un incremento del 46,0% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, al efecto tipo de cambio y la entrada en operación comercial de Bii Hioxo desde octubre 2014.



En México, el EBITDA aumenta un 53,8% (un 30,6% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido fundamentalmente a la operación del parque eólico de Bii Hioxo (en operación desde octubre de 2014) que aporta un EBITDA de €10 millones, así como, en menor medida, por los menores costes operativos de los ciclos combinados.

El EBITDA de República Dominicana presenta una variación positiva del 24,2% (un 2,5% 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 59,7% (un 32,9% 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 un 42,9% (un 16,2% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido a menores gastos operativos.

En Kenia el EBITDA aumenta un 56,4%. 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.

En cuanto a la central hidroeléctrica de Torito (Costa Rica) de 50 MW de potencia está finalizando el período de construcción e iniciando las pruebas de puesta en marcha, y está prevista su entrada en operación comercial durante el segundo trimestre de 2015.

4.4.2.2.- Principales magnitudes

	1T15	1T14	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.657	2.429	9,4
México (CC)	2.035	2.035	-
México (Eólico)	234	-	-
Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	5	11	-54,5
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh):	4.449	4.157	7,0
México (CC)	3.760	3.831	-1,9
México (Eólico)	304	-	-
Costa Rica (hidráulica)	49	26	88,5
Panamá (hidráulica)	18	14	28,6
Panamá (fuel)	-	12	-
República Dominicana (fuel)	289	130	-
Kenia (fuel)	29	144	-79,9

	1T15	1T14	var p.p.
Factor de disponibilidad (%):			
México (CC)	91,1	96,1	-5,0
Costa Rica (hidráulica)	100,0	100,0	-
Panamá (hidráulica y fuel)	97,9	88,4	9,5
República Dominicana (fuel)	95,0	88,6	6,4
Kenia (fuel)	94,4	83,4	11,0

La producción de México es superior a la registrada el mismo período del año anterior como consecuencia de la mayor producción de energía eólica, debido a que Bii Hioxo inició su operación comercial el 1 de octubre de 2014, así como por la mayor producción de Tuxpan y Naco por mayor despacho y Hermosillo debido a la inspección boroscópica y rehabilitación del sistema de diesel realizado durante el primer trimestre de 2014. Este efecto positivo, se compensa 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, lo que ha supuesto, así mismo, 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.

La menor producción en Panamá se debe a la menor generación de las centrales térmicas como consecuencia de un menor despacho y la salida del sistema de la Central de Capira a partir de enero 2015. 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 más del 100% 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 nuestra posición en la lista de mérito.

La producción con fuel en Kenia ha disminuido un 79,6% respecto al año anterior, alcanzando los 29 GWh. Este descenso se debe al menor despacho, como consecuencia de la entrada en operación comercial de instalaciones con tecnología más eficiente.

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 clientes, 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 96,7% 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 0,6% 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 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

(€ millones)	1T15	1T14	%
Importe neto de la cifra de negocios	859	-	-
Aprovisionamientos	-612	-	-
Gastos de personal, neto	-56	-	-
Otros gastos/ingresos	-66	-	-
EBITDA	125	-	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-48	-	-
Provisiones de morosidad	-2	-	-
Resultado de explotación	75	-	-

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 trimestre de 2015 de €125 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

	1T15	1T14	%
Ventas actividad de gas (GWh):	10.947	10.357	5,7
Ventas de gas a tarifa	3.876	4.128	-6,1
ATR	7.071	6.229	13,5
Red de distribución (km)	8.193	8.104	1,1
Incremento de puntos de suministro, en miles	8	5	60,0
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	602	578	4,2

La disminución del 6,1% en las ventas de gas a tarifa se explica principalmente por un decremento del -11,0% a generadoras eléctricas, del -3,0% a clientes residenciales y comerciales y del -2,0% a clientes industriales debido a la menor actividad económica del país. En cuanto al crecimiento de ATR, éstos se explican por un crecimiento del gas transportado por la sociedad Gasoducto del Pacífico.

Distribución electricidad

	1T15	1T14	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	4.219	4.023	4,9
Ventas de electricidad a tarifa	4.007	3.806	5,3
ATR	212	217	-2,3
Puntos de suministro, en miles (a 31/03):	2.875	2.798	2,8
Chile	2.663	2.591	2,8
Argentina	212	207	2,4

El crecimiento del 4,9% en las ventas de la actividad de distribución de electricidad se explica principalmente por un aumento del 5,3% en ventas a clientes regulados, compensados parcialmente por una disminución del -2,3% en clientes libres.

Transmisión de electricidad

	1T15	1T14	%
Energía transportada (GWh)	3.861	3.682	4,9
Red de transporte (km)	3.495	3.495	-

El crecimiento del 4,9% 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).

GLP

	1T15	1T14	%
Venta mayoristas (GWh)	1.428	1.560	-8,5
Ventas a cliente final (GWh):	1.152	1.135	1,5
Chile	827	833	-0,7
Colombia	325	302	7,6
Cuota mercado Chile (%)	27	27	-
Cuota mercado Colombia (%)	19	17	-2 p.p.

La actividad de aprovisionamiento de GLP ha disminuido en un 8,5% debido a la disminución de la actividad tanto para empresas del grupo como para terceros.

La variación de las ventas a clientes finales en Chile se explica fundamentalmente por una disminución del 6,6% en las ventas a granel, principalmente a clientes industriales, compensado parcialmente por un crecimiento del 3,0% de las ventas de gas envasado. En Colombia el incremento se debe al incremento de ventas tanto a granel, +18,3%, como en envasado, +4,8%.

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: 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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14
Importe neto de la cifra de negocios	7.282	6.284
Otros ingresos de explotación	57	48
Aprovisionamientos	-5.192	-4.460
Gastos de personal	-266	-211
Otros gastos de explotación	-512	-437
EBITDA	1.369	1.224
Otros resultados	-	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-451	-387
Dotación a provisiones	-54	-47
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	864	790
Resultado financiero	-229	-200
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	-8	-1
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	627	589
Impuesto sobre beneficios	-154	-144
Participaciones no dominantes	-69	-43
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	404	402

EBITDA

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
DISTRIBUCIÓN GAS	385				
España	214				
Italia	16				
Latinoamérica	155				
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	243				
España	142				
Moldavia	10				
Latinoamérica	91				
GAS	322				
Infraestructuras	71				
Aprovisionamientos y comercialización	251				
ELECTRICIDAD	286				
España	213				
Global Power Generation	73				
CGE	125				
RESTO	8				
TOTAL EBITDA	1.369				

(cifras no auditadas)

(€ 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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
DISTRIBUCIÓN GAS	101				
España	54				
Italia	2				
Latinoamérica	45				
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	54				
España	28				
Moldavia	1				
Latinoamérica	25				
GAS	8				
Infraestructuras	2				
Aprovisionamientos y comercialización	6				
ELECTRICIDAD	47				
España	35				
Global Power Generation	12				
CGE	54				
RESTO	5				
TOTAL	269				

(cifras no auditadas)

(€ 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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	31/03/15	31/03/14
Activo no corriente-	40.760	33.137
Inmovilizado intangible	11.064	7.946
Inmovilizado material	24.954	20.282
Inversiones método participación	2.105	2.415
Activos financieros no corrientes	1.479	1.437
Activos por impuesto diferido	1.158	1.057
Activo corriente-	9.773	10.739
Existencias	815	779
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.007	5.183
Otros activos financieros corrientes	391	294
Efectivo y medios líquidos equivalentes	2.560	4.483
TOTAL ACTIVO	50.533	43.876

(cifras no auditadas)

(€ millones)	31/03/15	31/03/14
Patrimonio neto-	19.017	15.349
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	15.047	13.827
Participaciones no dominantes	3.970	1.522
Pasivo no corriente-	24.254	19.566
Ingresos diferidos	838	923
Provisiones no corrientes	1.565	1.467
Pasivos financieros no corrientes	17.846	14.332
Pasivos por impuesto diferido	2.955	1.982
Otros pasivos no corrientes	1.050	862
Pasivo corriente-	7.262	8.961
Provisiones corrientes	143	139
Pasivos financieros corrientes	2.138	4.329
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	4.581	4.039
Otros pasivos corrientes	400	454
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	50.533	43.876

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T15	1T14
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	962	827
Resultado antes de impuestos	627	589
Ajustes del resultado	643	571
Cash flow operativo	1.270	1.160
Cambios en el capital corriente	-91	61
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-217	-394
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-593	-413
Pagos por inversiones	-664	-485
Cobros por desinversiones	62	69
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	9	3
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-1.371	-91
Cobros y (pagos) por obligaciones perpetuas subordinadas	-	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	-936	320
Pagos por dividendos	-405	-395
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-30	-16
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-10	-12
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-1.012	311
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	3.572	4.172
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	2.560	4.483

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

IV. INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL