

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

TRIMESTRE : **Primero**

AÑO : **2018**

FECHA DE CIERRE DEL PERIODO : **31/03/2018**

I. DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

| | | |
|-----------------------------|--|----------------|
| Denominación Social: | GAS NATURAL SDG, S.A. | |
| Domicilio Social: | AVENIDA DE SAN LUIS, 77. 28033. Madrid | 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.

IV. INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL

Resultados primer trimestre 2018

26 de abril de 2018

Advertencia legal

El presente documento es propiedad de Gas Natural SDG, S.A. (Gas Natural Fenosa) y ha sido preparado con carácter meramente informativo.

El presente documento se proporciona a los destinatarios exclusivamente para su información, por lo que dichos destinatarios deberán acometer su propio análisis sobre la actividad, condición financiera y perspectivas de Gas Natural Fenosa. La información contenida no deberá utilizarse como sustituto de un juicio independiente sobre Gas Natural Fenosa, sus filiales, su negocio y/o su condición financiera.

La información y las previsiones contenidas en este documento no han sido verificadas por ninguna entidad independiente y por tanto no se garantiza ni su exactitud ni su exhaustividad. En este sentido, se invita a los destinatarios de este documento a consultar la documentación pública comunicada por Gas Natural Fenosa a la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Todas las previsiones y otras afirmaciones que figuran en este documento que no se refieran a hechos históricos, incluyendo, entre otras, las relativas a la situación financiera, estrategia empresarial, planes de gestión u objetivos de futuras operaciones de Gas Natural Fenosa (incluyendo a sus filiales y participadas), son meras previsiones de futuro. Estas previsiones contemplan riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores que pueden derivar en que los resultados reales, actuación o logros de Gas Natural Fenosa, o los resultados del sector, sean significativamente diferentes de los expresados. Estas previsiones se basan en diversas hipótesis relativas a las estrategias empresariales presentes y futuras de Gas Natural Fenosa y al entorno en que Gas Natural Fenosa espera operar en el futuro, las cuales quizá no se cumplan. Todas las previsiones y otras manifestaciones aquí contenidas se refieren únicamente a la situación existente en la fecha de realización de este documento. Ni Gas Natural Fenosa ni ninguna de sus filiales, asesores o representantes, ni ninguno de sus respectivos administradores, directivos, empleados o agentes serán responsables en modo alguno por cualquier perjuicio que resulte del uso de este documento o de su contenido, o relacionado en cualquier otro modo con ésta.

La distribución de este documento podría estar sujeta a restricciones en determinadas jurisdicciones por lo que los receptores de este documento o quienes finalmente obtengan copia o ejemplar de la misma, deberán conocer dichas restricciones y cumplirlas. Mediante la lectura de este documento usted acepta quedar vinculado por las mencionadas limitaciones.

Este documento no constituye una oferta de ningún tipo, ni ninguna parte de este documento deberá tomarse como base para la formalización de ningún contrato o acuerdo.

Índice

| | |
|--|---------|
| Hechos destacados en el período | 03 > 03 |
| 1. Principales magnitudes | 04 > 06 |
| 2. Análisis de los resultados consolidados | 07 > 10 |
| 3. Balance de situación y Fondos generados | 10 > 14 |
| 4. Análisis de resultados por actividades | 15 > 29 |
| 4.1. Distribución de gas | 15 > 18 |
| 4.2. Distribución de electricidad | 18 > 20 |
| 4.3. Gas | 21 > 24 |
| 4.4. Electricidad | 25 > 29 |
| Hechos relevantes | 30 > 31 |
| Anexos. Tablas de resultados. | 32 > 37 |
| Cuenta de resultados consolidada | 33 > 33 |
| Información económica por actividades | 34 > 35 |
| Balance de situación consolidado | 36 > 36 |
| Estado de flujos de efectivo consolidado | 37 > 37 |
| Glosario de términos | 38 > 38 |

Hechos destacados del período

El beneficio neto en el primer trimestre de 2018 alcanza los €320 millones

- › El beneficio neto del primer trimestre de 2018 se sitúa en €320 millones, un 7,4% más que el mismo período del año anterior, e incluye la plusvalía por la venta de los negocios en Italia por €168 millones así como un deterioro de €170 millones por correcciones preliminares en los valores contables básicamente como consecuencia de la posible salida o discontinuación de diversos negocios en el marco de la optimización de la cartera de las distintas actividades y geografías.
- › El EBITDA alcanza los €1.053 millones en el primer trimestre de 2018 lo que supone un incremento del 2,7% respecto al mismo trimestre de 2017 gracias al buen comportamiento de los negocios, especialmente el de gas.
- › El EBITDA recurrente del primer trimestre de 2018 se sitúa en €1.107 millones lo que supone un incremento del 7,8% respecto al primer trimestre de 2017 (€1.027 millones). El beneficio neto recurrente del primer trimestre de 2018 se sitúa en €324 millones, un 32,8% más que el del primer trimestre de 2017 (€244 millones).
- › En enero de 2018 Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos a 10 años por importe de €850 millones y cupón del 1,5%, cuyos recursos se han destinado a una oferta de recompra de bonos por un importe de €916 millones de obligaciones con vencimientos entre 2019 y 2023.
- › Con fechas 1 y 22 de febrero de 2018, tras la aprobación de las autoridades de competencia, se ha completado la venta de las sociedades de distribución y comercialización de gas en Italia por un precio de venta de 736 millones de euros, generando una plusvalía de €168 millones después de impuestos. La cesión del contrato de suministro de gas por €30 millones, se ha completado el 18 de abril de 2018.
- › El 19 de marzo de 2018 Gas Natural Fenosa, a través de su filial Global Power Generation, acordó la adquisición de dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil. El desarrollo de estos proyectos, situados en el estado de Minas Gerais, supone una inversión de aproximadamente €95 millones y una capacidad de 83 MW y se espera que entren en operación en el cuarto trimestre de 2018.
- › El 19 de marzo de 2018, tras la aprobación de las autoridades de competencia, se ha completado la venta de una participación minoritaria del 20% en la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A., que posee los activos de redes de gas en España, a un consorcio de inversores en infraestructuras a largo plazo formado por Allianz Capital Partners y Canada Pension Plan Investment Board por €1.500 millones, generando un incremento de reservas de aproximadamente 1.000 millones de euros.
- › A 31 de marzo de 2018 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 39,5%, inferior al de 2017 que se situaba en el 44,4%, y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,3 veces.
- › La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2017 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar €1.001 millones a dividendos, el mismo que el año anterior, en línea con la política de dividendos para el período 2016-2018 aprobada en marzo de 2017. El dividendo a cuenta de €0,330 por acción fue pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017 y el pago del dividendo complementario de €0,670 por acción también será realizado en efectivo en el mes de julio de 2018, lo que supondrá un *pay out* del 73,6%.
- › El 6 de febrero de 2018 el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa nombró Presidente Ejecutivo a D. Francisco Reynés Massanet, habiendo renunciado D. Rafael Villaseca Marco a su cargo de Consejero Delegado de la compañía. Asimismo, D. Isidro Fainé Casas renunció a su cargo de Consejero y fue nombrado Presidente de Honor de Gas Natural Fenosa.
- › El 22 de febrero de 2018 Repsol alcanzó un acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., una sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta de su participación del 20,072% del capital social de Gas Natural SDG, S.A.

1. Principales magnitudes

1.1. Principales magnitudes económicas

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|--|--------|--------|-------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 6.406 | 6.089 | 5,2 |
| EBITDA | 1.053 | 1.025 | 2,7 |
| Resultado de explotación | 428 | 587 | -27,1 |
| Beneficio neto | 320 | 298 | 7,4 |
| Número medio de acciones (en millones) | 1.000 | 1.000 | - |
| Cotización a 31/03 (€) | 19,39 | 20,54 | -5,6 |
| Capitalización bursátil a 31/03 | 19.403 | 20.554 | -5,6 |
| Beneficio por acción* (€) | 0,32 | 0,30 | 7,4 |
| Inversiones netas | -1.717 | 321 | - |
| Patrimonio neto (a 31/03) | 19.942 | 19.329 | 3,2 |
| Patrimonio neto atribuido (a 31/03) | 15.926 | 15.512 | 2,7 |
| Deuda financiera neta (a 31/03) | 13.031 | 15.464 | -15,7 |

* De acuerdo con NIC 33 "Ganancias por acción", promedio ponderado de acciones en circulación calculado considerando el número medio ponderado de acciones propias a lo largo del período (1.000.326.100 promedio ponderado primer trimestre 2018 y 1.000.412.927 primer trimestre de 2017).

1.2. Ratios

| | | 1T18 | 1T17 |
|-------------------------------------|-------|------|------|
| Endeudamiento (a 31/03) | % | 39,5 | 44,4 |
| EBITDA/Coste deuda financiera neta | veces | 7,6 | 6,4 |
| Deuda financiera neta/EBITDA | veces | 3,3 | 3,2 |
| Relación cotización beneficio (PER) | veces | 14,0 | 15,6 |
| EV/EBITDA | veces | 8,2 | 7,5 |

1.3. Principales magnitudes operativas

Actividad de Distribución

| | 1T18 | 1T17 | % |
|---|----------------|----------------|--------------|
| Distribución de gas (GWh) | 115.381 | 112.220 | 5,6 |
| España | 58.753 | 56.658 | 3,7 |
| ATR ¹ | 58.753 | 56.658 | 3,7 |
| Latinoamérica | 56.628 | 55.562 | 1,9 |
| Ventas de gas | 27.680 | 28.573 | -3,1 |
| ATR | 28.948 | 26.989 | 7,3 |
| Distribución de electricidad (GWh) | 13.937 | 13.875 | 0,4 |
| España | 8.192 | 8.195 | - |
| ATR | 8.192 | 8.195 | - |
| Latinoamérica | 5.745 | 5.680 | 1,1 |
| Ventas de electricidad | 5.007 | 5.302 | -5,6 |
| ATR | 738 | 378 | 95,2 |
| Transmisión de electricidad (GWh) | 3.891 | 3.875 | 0,4 |
| Latinoamérica | 3.891 | 3.875 | 0,4 |
| Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/03) | 10.544 | 10.274 | 2,6 |
| España | 5.382 | 5.318 | 1,2 |
| Latinoamérica | 5.162 | 4.956 | 4,2 |
| Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/03) | 7.481 | 7.357 | 1,7 |
| España | 3.726 | 3.707 | 0,5 |
| Latinoamérica | 3.755 | 3.650 | 2,9 |
| TIEPI en España (minutos) ² | 15 | 57 | -73,7 |

Actividad de Gas

| | 1T18 | 1T17 | % |
|---|---------------|---------------|-------------|
| Comercialización mayorista (GWh) | 99.979 | 85.428 | 17,0 |
| España | 38.036 | 40.436 | -5,9 |
| Resto de Europa | 20.970 | 17.155 | 22,2 |
| GNL Internacional | 40.973 | 27.837 | 47,2 |
| Comercialización minorista (GWh) | 13.523 | 12.489 | 8,3 |
| Transporte de gas-EMPL³ (GWh) | 36.081 | 28.713 | 25,7 |

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida). Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.

³ Gasoducto Magreb-Europa.

Actividad de Electricidad

| | 1T18 | 1T17 | % |
|---|---------------|---------------|-------------|
| Energía eléctrica producida (GWh) | 11.931 | 11.498 | 3,8 |
| España | 7.197 | 7.275 | -1,1 |
| Generación | 6.327 | 6.544 | -3,3 |
| Hidráulica | 1.277 | 465 | - |
| Nuclear | 1.231 | 1.225 | 0,5 |
| Carbón | 804 | 1.669 | -51,8 |
| Ciclos combinados (CC) | 3.015 | 3.185 | -5,3 |
| Renovable y cogeneración | 870 | 731 | 19,0 |
| Global Power Generation (GPG) | 4.734 | 4.223 | 12,1 |
| México (CC) | 4.179 | 3.691 | 13,2 |
| México (eólico) | 238 | 223 | 6,7 |
| Brasil (solar) | 30 | - | - |
| Costa Rica (hidráulica) | 57 | 79 | -27,8 |
| Panamá (hidráulica) | 19 | 18 | 5,6 |
| República Dominicana (fuel) | 211 | 212 | -0,5 |
| Capacidad de generación eléctrica (MW) | 15.528 | 15.306 | 1,5 |
| España | 12.716 | 12.716 | - |
| Generación | 11.569 | 11.569 | - |
| Hidráulica | 1.954 | 1.954 | - |
| Nuclear | 604 | 604 | - |
| Carbón | 2.010 | 2.010 | - |
| Ciclos combinados (CC) | 7.001 | 7.001 | - |
| Renovable y cogeneración | 1.147 | 1.147 | - |
| Global Power Generation (GPG) | 2.812 | 2.590 | 8,6 |
| México (CC) | 2.189 | 2.035 | 7,6 |
| México (eólico) | 234 | 234 | - |
| Brasil (solar) | 68 | - | - |
| Costa Rica (hidráulica) | 101 | 101 | - |
| Panamá (hidráulica) | 22 | 22 | - |
| República Dominicana (fuel) | 198 | 198 | - |

2. Análisis de los resultados consolidados

Las cifras más destacables de la cuenta de pérdidas y ganancias son las siguientes:

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|--|-------|-------|-------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 6.406 | 6.089 | 5,2 |
| EBITDA | 1.053 | 1.025 | 2,7 |
| Amortizaciones, provisiones y pérdidas por deterioro | -625 | -438 | 42,7 |
| Resultado de explotación | 428 | 587 | -27,1 |
| Resultado financiero | -160 | -177 | -9,6 |
| Resultado método de participación | 15 | - | - |
| Impuesto sobre beneficios | -97 | -90 | 7,8 |
| Resultado operaciones interrumpidas | 188 | 46 | - |
| Participaciones no dominantes | -54 | -68 | -20,6 |
| Beneficio neto | 320 | 298 | 7,4 |

El 1 de enero de 2018 ha entrado en vigor la NIIF 9 “Instrumentos financieros”, que afecta principalmente al tratamiento de las operaciones de modificación de pasivos financieros y a la aplicación un nuevo modelo de deterioro de activos financieros basado en la pérdida crediticia esperada, y la NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias”, que afecta al registro de los costes directamente relacionados con la obtención de contratos con clientes. Su aplicación ha tenido un impacto poco significativo (disminución del patrimonio neto a 1 de enero de 2018 de €17 millones). El detalle de los impactos a 1 de enero de 2018 figura en la Nota 3.2 de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017. En el primer trimestre de 2018 ha supuesto la capitalización en activo intangible de costes para la obtención de contratos de clientes por €11 millones y un incremento por la amortización de dicho activo intangible de €8 millones.

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

Ejercicio 2018

Con fechas 1 y 22 de febrero de 2018, tras la aprobación de las autoridades de competencia, se ha completado respectivamente con 2i Rete Gas y Edison la venta de las sociedades de distribución y comercialización de gas en Italia por un precio de venta de €736 millones en su conjunto, generando una plusvalía de €168 millones después de impuestos en el epígrafe “Resultado operaciones interrumpidas”. La cesión del contrato de suministro de gas a largo plazo garantizado de 11 TWh/año por un importe de €30 millones, de los cuales €20 millones se pagarán en 2021 tras el inicio esperado de las operaciones del Trans Adriatic Pipeline (TAP), se ha completado el 18 de abril de 2018.

El 19 de marzo de 2018 Gas Natural Fenosa, a través de su filial Global Power Generation, acordó la adquisición de dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil a Canadian Solar Inc., sujeta a determinadas condiciones precedentes, incluyendo la aprobación de las autoridades de competencia brasileñas. El desarrollo de estos proyectos, situados en el estado de Minas Gerais (Guimaranía I y Guimaranía II), supone una inversión de aproximadamente €95 millones y una capacidad de 83 MW y se espera que entren en operación en el cuarto trimestre de 2018.

El 19 de marzo de 2018, tras la aprobación de las autoridades de competencia, se ha completado la venta de una participación minoritaria del 20% en la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A., que posee los activos de redes de gas en España, a un consorcio de inversores en infraestructuras a largo plazo formado por Allianz Capital Partners y Canada Pension Plan Investment Board por €1.500 millones. Conforme a los términos del acuerdo alcanzado, Gas Natural Fenosa mantiene el control de Holding de Negocios de Gas, S.A. por lo que contablemente se trata de una transacción patrimonial generando un incremento de reservas de aproximadamente €1.000 millones.

Ejercicio 2017

En el ejercicio 2017 se consideraron los siguientes negocios como activos mantenidos para la venta, reclasificando los saldos contables al epígrafe de “Activos no corrientes mantenidos para la venta” y “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta”:

- › Distribución y comercialización de gas en Italia, desde el 13 de octubre de 2017.
- › Distribución de gas en Colombia, desde el 17 de noviembre de 2017.
- › Distribución eléctrica en Moldavia, desde el 31 de diciembre de 2017.
- › Generación eléctrica en Kenia, desde el 31 de diciembre de 2017.

Adicionalmente todos estos negocios se consideraron operaciones interrumpidas reclasificándose todos los ingresos y gastos de los ejercicios 2017 y 2016 en el epígrafe “Resultados operaciones interrumpidas”.

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 2018 asciende a €6.406 millones y registra un aumento del 5,2% respecto al mismo período del año anterior, debido básicamente al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del mismo período del año anterior.

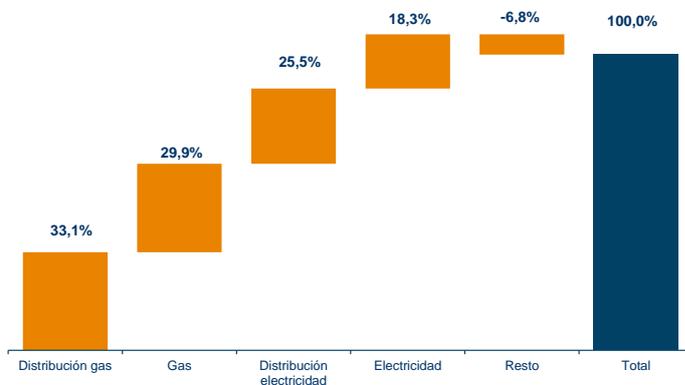
2.2.2. EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del primer trimestre de 2018 aumenta en €28 millones y alcanza los €1.053 millones, con un aumento del 2,7% respecto al mismo período del año anterior gracias al buen comportamiento de los negocios, especialmente el de gas.

En términos recurrentes, el EBITDA del primer trimestre de 2018 se sitúa en €1.107 millones, considerando €14 millones de indemnizaciones y €40 millones de gastos excepcionales en Chile (€32 millones), en México (€3 millones) y otros (€5 millones), e incrementa un 7,8% respecto al EBITDA recurrente del primer trimestre de 2017 (€1.027 millones considerando €14 millones de medidas de eficiencia y €7 millones por desastres naturales netos de €19 millones de abonos diversos).

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el EBITDA del primer trimestre de 2018 de €43 millones respecto al primer trimestre de 2017, debido a la depreciación especialmente del dólar, del real brasileño y del peso chileno.

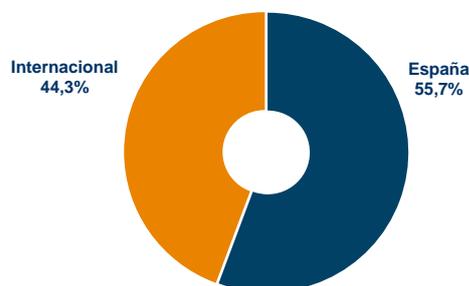
Contribución al EBITDA por actividades



En el gráfico adjunto se pueden apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio y su diversificación, donde destaca la aportación de la actividad de distribución de gas con un 33,1% del total consolidado. Le siguen, la actividad de gas con un 29,9%, la actividad de distribución de electricidad con un 25,5% y la actividad de electricidad con un 18,3%.

Contribución al EBITDA por zona geográfica

El EBITDA proveniente de las operaciones en España aumenta un 6,5% y sitúa su peso relativo en el total consolidado en el 55,7% mientras que el EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye un 1,7% y representa un 44,3% del total consolidado, frente a un 46,3% en el mismo período del año anterior.



Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de marzo de 2018 ascienden a €596 millones y registran un aumento del 45,4% respecto al mismo período del año anterior debido al registro de un deterioro de €170 millones por correcciones preliminares en los valores contables básicamente como consecuencia de la posible salida o discontinuación de diversos negocios en el marco de la optimización de la cartera de las distintas actividades y geografías, así como por el impacto de mayor amortización consecuencia de la capitalización en activo intangible de costes para la obtención de contratos de clientes en aplicación de la NIIF 15 por €8 millones.

Las provisiones por morosidad se sitúan en €29 millones frente a €28 millones en el mismo período del año anterior.

El resultado de explotación del primer trimestre de 2018 ha disminuido en €159 millones respecto al mismo período del año anterior, situándose en €428 millones, lo que supone una disminución del 27,1% respecto al mismo período del año anterior debido al registro del deterioro mencionado.

2.2.3. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 |
|--|-------------|-------------|
| Coste deuda financiera neta | -138 | -160 |
| Otros gastos/ingresos financieros | -26 | -20 |
| Ingreso financiero Costa Rica ¹ | 4 | 3 |
| Resultado financiero | -160 | -177 |

¹ Las concesiones de generación en Costa Rica se registran como activo financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

El coste de la deuda financiera neta del primer trimestre del ejercicio 2018 asciende a €138 millones, inferior al mismo período del año anterior debido a la reducción de tipos en nuevas emisiones, que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento o se utilizan para la recompra de bonos, así como la cancelación de préstamos bancarios.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,0%, con el 84% de la deuda a tipo fijo.

2.2.4. Resultado de entidades por el método de participación

En el primer trimestre de 2018 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a €15 millones (sin aportación en el mismo período del año anterior) debido a la reducción de la aportación negativa del subgrupo Unión Fenosa Gas junto con la aportación positiva de Ecoeléctrica en Puerto Rico y de otras participaciones (Chile y generación renovable).

2.2.5. Impuesto sobre beneficios

La tasa efectiva al 31 de marzo de 2018 ha ascendido 34,6% frente al 21,5% del mismo período del año anterior. Sin el impacto no recurrente derivado del deterioro registrado de € 170 millones, que no ha sido considerado deducible fiscalmente, la tasa efectiva se situaría en el 21,5% registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva recurrente para todo el ejercicio anual e igual a la del mismo período del año anterior.

2.2.6. Resultado operaciones interrumpidas

En el primer trimestre de 2018 el resultado por operaciones interrumpidas asciende a €188 millones (€46 millones en el primer trimestre de 2017) y corresponde a los negocios de Italia (€174 millones, que incluye el resultado por la venta de las participaciones por €168 millones), de distribución gas en Colombia (€6 millones), de distribución eléctrica en Moldavia (€7 millones) y de generación eléctrica en Kenia (€1 millón).

2.2.7. Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 31 de marzo de 2018 asciende a -€54 millones, inferior al del mismo período del año anterior que ascendía a -€68 millones.

2.2.8. Beneficio neto

Finalmente, el beneficio neto asciende a €320 millones, con un aumento del 7,4% frente al obtenido en el mismo periodo del año anterior.

En términos recurrentes el beneficio neto asciende a €324 millones, considerando los impactos no recurrentes en ebitda así como el beneficio neto por la venta de Italia (€168 millones) neto de deterioros (€170 millones) e incrementa un 32,8% respecto al primer trimestre de 2017 (€244 millones, considerando €54 por los impactos no recurrentes en ebitda, el efecto en participaciones no dominantes de la venta del 20% de Nedgia así como el resultado aportado por operaciones interrumpidas).

3. Balance de situación y Fondos generados

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

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|------------------------------------|--------|--------|-------|
| Inmovilizado material e intangible | 32.429 | 34.463 | -5,9 |
| Deuda financiera neta | 13.031 | 15.464 | -15,7 |
| Patrimonio neto | 19.942 | 19.329 | 3,2 |
| Patrimonio neto atribuido | 15.926 | 15.512 | 2,7 |

3.1. Inversiones

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

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|--------------------------------------|---------------|------------|-------------|
| Inversiones materiales e intangibles | 533 | 320 | 66,6 |
| Inversiones financieras | - | 12 | - |
| Total inversiones brutas | 533 | 332 | 60,5 |
| Desinversiones y otros | -2.250 | -11 | - |
| Total inversiones netas | -1.717 | 321 | - |

Las inversiones materiales e intangibles del primer trimestre de 2017 alcanzan los €533 millones, con un incremento del 66,6% respecto a las del mismo período del año anterior, básicamente por la incorporación de un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero en marzo de 2018 por €185 millones. Sin considerar dicha inversión el incremento sería del 8,8%.

En desinversiones y otros se incluye la venta de los negocios en Italia por €736 millones y el importe recibido de la venta de una participación minoritaria del 20% de la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A. (€1.500 millones).

Inversiones materiales e intangibles por actividades

| (€ millones) | 1T18 | % contribución | 1T17 | % contribución | % variación |
|---|------------|-------------------|------------|-------------------|----------------|
| Distribución gas | 118 | 22,1 | 107 | 33,4 | 10,3 |
| España | 33 | 6,2 | 42 | 13,1 | -21,4 |
| Latinoamérica | 85 | 15,9 | 65 | 20,3 | 30,8 |
| Distribución electricidad | 115 | 21,6 | 128 | 40,0 | -10,2 |
| España | 41 | 7,7 | 42 | 13,1 | -2,4 |
| Latinoamérica | 74 | 13,9 | 86 | 26,9 | -14,0 |
| Gas | 191 | 35,8 | 9 | 2,8 | - |
| Infraestructuras | - | - | 2 | 0,6 | - |
| Comercialización | 191 | 35,8 | 7 | 2,2 | - |
| Electricidad | 103 | 19,3 | 62 | 19,4 | 66,1 |
| España | 44 | 8,3 | 23 | 7,2 | 91,3 |
| Internacional | 59 | 11,1 | 39 | 12,2 | 51,3 |
| Resto | 6 | 1,1 | 14 | 4,4 | -57,1 |
| Total inversiones materiales e intangibles | 533 | 100,0 | 320 | 100,0 | 66,6 |

La actividad de gas representa el 35,8% del total consolidado debido a que incorpora, en marzo de 2018, €185 millones correspondientes a un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero.

La distribución de gas representa el 22,1% del total consolidado y aumenta un 10,3% respecto al mismo período del año anterior. La distribución de gas en Latinoamérica representa un 15,9% del total consolidado e incrementa un 30,8% respecto al mismo período del año anterior básicamente por el incremento de inversión en Chile.

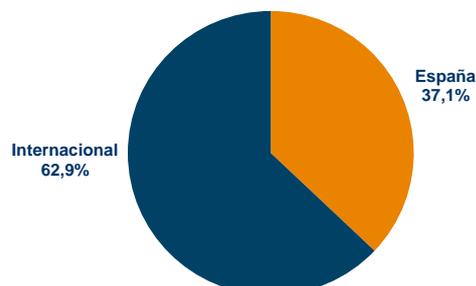
La actividad de distribución de electricidad representa el 21,6% del total consolidado y disminuye un 10,2% respecto al mismo período del año anterior. La distribución de electricidad en Latinoamérica representa un 13,9% del total consolidado y disminuye un 14,0% básicamente.

La actividad de electricidad representa un 19,3% del total consolidado. En España aumenta un 91,3% respecto al mismo período del año anterior básicamente por la inversión en nuevos proyectos eólicos. En GPG aumenta un 51,3% principalmente por el desarrollo de proyectos eólicos en Australia.

Inversiones materiales e intangibles por zona geográfica

En el ámbito geográfico, sin tener en cuenta la inversión en el nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero, las inversiones en España aumentan en un 9,3% y representan un 37,1% en línea con el 36,9% del mismo período del año anterior.

Por otro lado, las inversiones internacionales aumentan un 8,4% con una contribución del 62,9% frente a un 63,1% en el año anterior.



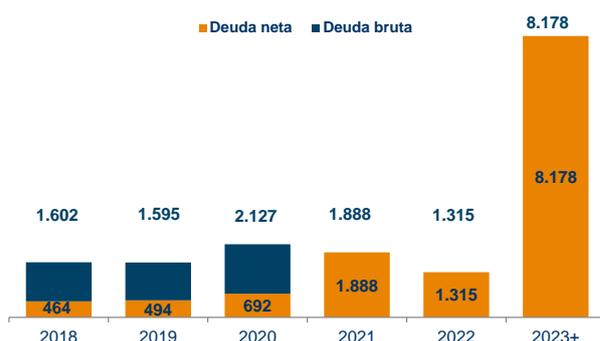
3.2. Deuda y gestión financiera

3.2.1. Deuda financiera

A 31 de marzo de 2018 la deuda financiera neta alcanza los €13.031 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 39,5% (€15.464 millones y 44,4% a 31 de marzo de 2017).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de marzo de 2018 en 3,3x y en 7,6x, respectivamente.

Vencimiento de la deuda financiera (€ millones)

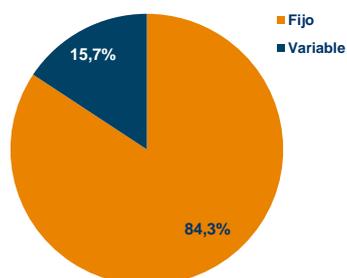


En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 92,6% tiene vencimiento igual o posterior al año 2020. La vida media de la deuda neta se sitúa en 6,4 años.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta y bruta de Gas Natural Fenosa a 31 de marzo de 2018. La deuda bruta asciende a €16.705 millones.

El 4,2% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 95,8% restante a largo plazo.

Estructura de la deuda financiera neta



La estructura de la deuda considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas es mayoritariamente a tipo de interés fijo (84,3%).

En la tabla siguiente se muestra el desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de marzo de 2017 y su peso relativo sobre el total:

| € millones) | 31/03/18 | % |
|------------------------------------|---------------|--------------|
| EUR | 10.247 | 78,6 |
| CLP | 1.683 | 12,9 |
| US\$ | 489 | 3,8 |
| MXN | 299 | 2,3 |
| BRL | 280 | 2,1 |
| Otras | 33 | 0,3 |
| Total deuda financiera neta | 13.031 | 100,0 |

3.2.2. Liquidez

A 31 de marzo de 2018 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €10.941 millones, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

| Fuentes de liquidez (€ millones) | Límite | Dispuesto | Disponibilidad |
|---|--------------|------------|----------------|
| Líneas de crédito comprometidas | 7.253 | 225 | 7.028 |
| Líneas de crédito no comprometidas | 494 | 234 | 260 |
| Préstamos no dispuestos | 42 | - | 42 |
| Efectivo y otros medios líquidos equivalentes | - | - | 3.611 |
| Total | 7.789 | 459 | 10.941 |

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de marzo de 2018 se sitúan en €6.394 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €4.373 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €500 millones y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales Negociables en Panamá, de Obligaciones Negociables en Argentina y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen €1.521 millones.

3.2.3. Principales operaciones financieras

En enero de 2018 Gas Natural Fenosa ha realizado una emisión de bonos a 10 años por importe de €850 millones y cupón del 1,5%, cuyos recursos se han destinado a una oferta de recompra de bonos por un importe de €916 millones de obligaciones con vencimientos entre 2019 y 2023. Asimismo, durante el primer trimestre de 2018 han llegado a vencimiento dos bonos por importe total de €1.099 millones y cupón medio de 4,59%.

Por otro lado, en marzo de 2018 Gas Natural México ha emitido €152 millones en bonos a 3 años con cupón variable de TIIE más 0.40% y 7 años con cupón del 8,89%.

Durante el primer trimestre del ejercicio 2018 se han amortizado préstamos por US\$464 millones y €500 millones.

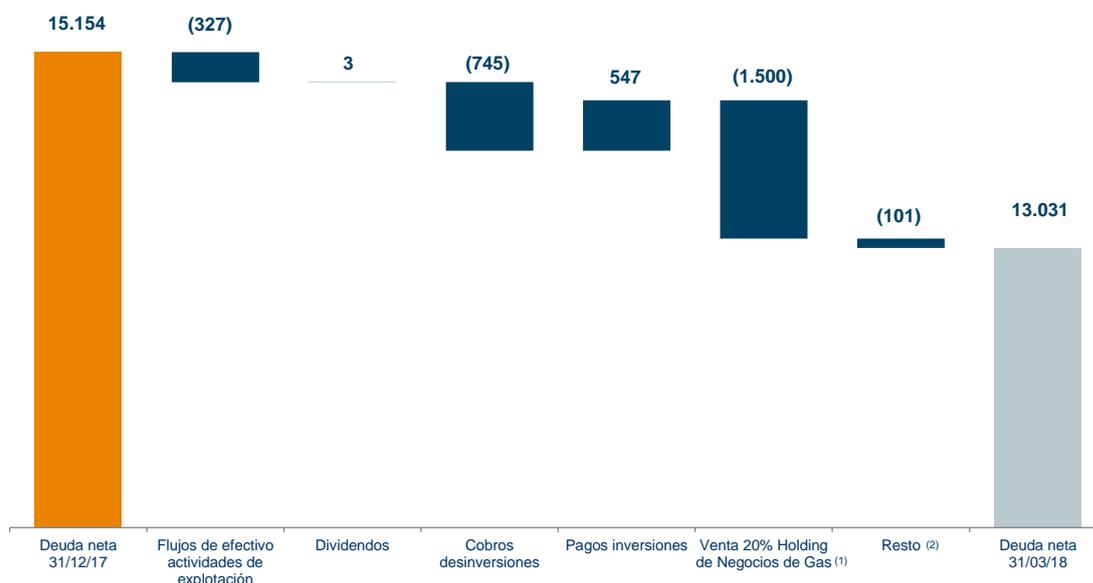
3.2.4. Calificación crediticia

En los últimos meses las agencias de rating han revisado y mantenido la calificación crediticia del grupo (fechas de revisión: 16/03/2018 para Standard & Poor's, 16/02/2018 para Moody's y 27/11/2017 para Fitch). La tabla adjunta detalla la calificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa a largo y corto plazo:

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

3.3. Flujos de efectivo

El flujo de efectivo y la conciliación de la deuda financiera neta del primer trimestre de 2018 han sido los siguientes:



⁽¹⁾ Incluye el importe recibido de la venta de una participación minoritaria del 20% de la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A.

⁽²⁾ Recoge diferencias de conversión, cambios en el perímetro de consolidación y otros.

3.4. Patrimonio neto

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2017 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar €1.001 millones a dividendos el mismo importe del año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de €1 por acción y representa un *pay out* del 73,6% con una rentabilidad por dividendos del 5,2% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2017 de €19,25 por acción.

El pasado 27 de septiembre se pagó íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de €0,330 por acción.

A 31 de marzo de 2018 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €19.942 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €15.926 millones.

4. Análisis de resultados por actividades

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

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

4.1. Distribución gas

4.1.1. España

El negocio en España incluye la actividad retribuida de distribución y transporte de gas, así como las actividades no retribuidas con cargo al sistema de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.) y la actividad de gas licuado del petróleo canalizado (GLP).

4.1.1.1. Resultados

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|---|------------|------------|-------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 307 | 332 | -7,5 |
| Aprovisionamientos | -22 | -36 | -38,9 |
| Gastos de personal, neto | -19 | -19 | - |
| Otros gastos/ingresos | -52 | -52 | - |
| EBITDA | 214 | 225 | -4,9 |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -74 | -76 | -2,6 |
| Provisiones de morosidad | - | - | - |
| Resultado de explotación | 140 | 149 | -6,0 |

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €307 millones, inferior en €25 millones respecto al ejercicio anterior, disminución asociada básicamente a la actividad de GLP por la disminución de clientes (menor volumen de ventas y compras como consecuencia de las transformaciones a gas natural), así como por el menor ingreso de alquiler de contadores por la aplicación de una reducción en el precio del alquiler de acuerdo a la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre de 2017 a partir de enero de 2018.

La cifra de aprovisionamientos se ve afectada por la menor actividad en GLP mencionada anteriormente.

Como consecuencia de todo ello, junto con los impactos positivos en gastos operativos por la implantación de medidas de eficiencia, el EBITDA disminuye en un 4,9%.

4.1.1.2. Principales magnitudes

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

| | 1T18 | 1T17 | % |
|--|--------|--------|------|
| Ventas - ATR (GWh) | 58.753 | 56.658 | 3,7 |
| Ventas de GLP (tn) | 59.540 | 63.822 | -6,7 |
| Red de distribución (km) | 53.562 | 52.828 | 1,4 |
| Incremento de puntos de suministro, en miles | 11 | 5 | - |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/03) | 5.382 | 5.318 | 1,2 |

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 3,7% (+2.095 GWh).

El crecimiento de la demanda se centra en el mercado residencial. El crecimiento se ha situado muy por encima del mismo período del ejercicio anterior, un +14% (+2.707 GWh), gracias a la climatología favorable del mes de marzo, que ha sido el mes más frío de los últimos 15 años.

El descenso de las ventas de GLP está asociado a la disminución de los clientes que consumen esta energía debido a que se han desplazado al consumo de gas natural.

La red de distribución se incrementa en los últimos 12 meses en 734 km.

4.1.2. Latinoamérica

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

4.1.2.1. Resultados

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|---|------------|------------|-------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 721 | 820 | -12,1 |
| Aprovisionamientos | -493 | -595 | -17,1 |
| Gastos de personal, neto | -29 | -27 | 7,4 |
| Otros gastos/ingresos | -64 | -63 | 1,6 |
| EBITDA | 135 | 135 | - |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -40 | -40 | - |
| Provisiones de morosidad | -6 | -4 | 50,0 |
| Resultado de explotación | 89 | 91 | -2,2 |

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €721 millones y registra una disminución del 12,1%, afectado por la evolución en el período de las principales monedas latinoamericanas.

EBITDA en Latinoamérica por países

| | 1T18 | 1T17 | variación | tipo cambio | variación ajustada |
|--------------|------------|------------|-----------|-------------|--------------------|
| Argentina | 12 | -6 | - | 2 | - |
| Brasil | 51 | 57 | -10,5% | -9 | 5,3% |
| Chile | 29 | 37 | -21,6% | -4 | -10,8% |
| México | 44 | 48 | -8,3% | -3 | -2,1% |
| Perú | -1 | -1 | - | - | - |
| Total | 135 | 135 | - | -14 | 10,4% |

El EBITDA alcanza los €135 millones, en línea con el del ejercicio anterior a pesar del efecto de la evolución de las divisas. De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 10,4%.

La aportación de Brasil al EBITDA total representa un 37,8%. Descontando el efecto de tipo de cambio, el EBITDA se incrementaría en un 5,3%, debido básicamente al mayor volumen de ventas en el mercado doméstico-comercial (+4,9%).

El EBITDA de México representa un 32,6% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto del tipo de cambio, el EBITDA disminuye un 2,1%. Esta disminución se produce a pesar del crecimiento de las ventas y tiene su origen en los efectos negativos transitorios generados por un cambio metodológico en los sistemas de medición de gas con el proveedor llevado a cabo el año anterior y que ha provocado incorrecciones en la medición y en la traslación a tarifas del coste real del gas ya resueltos, que han supuesto durante el primer trimestre de 2018 unos efectos negativos de -€3 millones que se recuperarán por traslación a tarifa de abril a junio. Adicionalmente, se han producido regularizaciones de ventas del año anterior por valor de -€3 millones. Sin tener en cuenta estos efectos, el EBITDA de México ascendería a 50 M€, lo cual implicaría un aumento sin efecto del tipo de cambio del +10,4%.

El EBITDA aportado por Chile alcanza €29 millones (-10,8% sin efecto tipo de cambio), debido básicamente a un menor margen de comercialización mayorista por efecto del alza del Brent, no trasladable a precio de venta, y mayores costes de operación y mantenimiento, y representa el 21,5% del

total registrado en Latinoamérica. De este EBITDA €15 millones corresponden a distribución de gas y €14 millones a aprovisionamiento y comercialización de gas.

El EBITDA de Argentina asciende a €12 millones, muy superior al del mismo período del ejercicio anterior, por la aplicación de los dos primeros tramos del nuevo cuadro tarifario el 1 de abril y 1 de diciembre de 2017. Adicionalmente, está previsto que el 1 de abril de 2018 entre en vigor el último tramo de dicha tarifa.

El EBITDA de distribución gas Latinoamérica incluye €6 millones correspondientes a la actividad de servicios energéticos (€3 millones en el ejercicio 2016).

4.1.2.2. Principales magnitudes

| | 1T18 | 1T17 | % |
|--|--------|--------|------|
| Ventas actividad de gas (GWh) | 56.628 | 55.562 | 1,9 |
| Ventas de gas | 27.680 | 28.573 | -3,1 |
| ATR | 28.948 | 26.989 | 7,3 |
| Red de distribución (km) | 63.144 | 61.183 | 3,2 |
| Incremento de puntos de suministro, en miles | 42 | 45 | -6,7 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/03) | 5.162 | 4.956 | 4,2 |

Las principales magnitudes físicas por países en el primer trimestre de 2018 son las siguientes:

| | Chile | | | | | | Total |
|--|-----------|--------|--------------|--|--------|------|--------|
| | Argentina | Brasil | Distribución | Aprovisionamiento y comercialización * | México | Perú | |
| Ventas actividad de gas (GWh): | 14.963 | 16.375 | 10.274 | 1.594 | 13.418 | 4 | 56.628 |
| Incremento vs. 1T17 (%) | -0,1 | -1,2 | 7,6 | -8,2 | 5,5 | - | 1,9 |
| Red de distribución (km) | 25.882 | 7.588 | 7.287 | - | 22.080 | 307 | 63.144 |
| Incremento vs. 31/03/2017 (km) | 167 | 261 | 256 | - | 970 | 307 | 1.961 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/03) | 1.655 | 1.100 | 606 | - | 1.794 | 7 | 5.162 |
| Incremento vs. 31/03/2017, en miles | 19 | 54 | 18 | - | 108 | 7 | 206 |

* No incluye ventas a empresas del grupo por 2.167 GWh.

A 31 de diciembre de 2017 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 5.162 miles de clientes. Con un crecimiento interanual de 206 mil clientes, destaca el crecimiento en México.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que consideran las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 56.628 GWh, superiores a las registradas en el ejercicio 2017 especialmente por mayores ventas en México y en Chile.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.961 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 63.144 km a 31 de marzo de 2018, lo que representa un crecimiento del 3,2%. A ello ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 970 km y en Perú con 307 km.

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

- En Argentina, el volumen de ventas se mantiene en niveles similares al mismo período del ejercicio anterior. El incremento en los segmentos industrial (+27%) y doméstico/comercial (+4%) compensan los mercados de GNV (-19%) y ATR (-2%).

En relación al incremento neto de clientes, disminuye un -11% respecto al año anterior básicamente por mayores bajas (+19%), debido al retraso en la actividad de bajas que sufrió el primer trimestre de 2017.

- En Brasil, las ventas de gas crecen en los mercados doméstico-comercial (+4,9%) y GNV (+7,0%) por la mayor competitividad frente a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos. Disminuye en el mercado de generación y ATR (-4%) al demandarse menor utilización de las centrales térmicas dado el nivel creciente de los embalses.

El incremento neto de clientes acumulado a marzo de 2018 en el mercado doméstico-comercial asciende un 17% respecto al año anterior por menores bajas de clientes (-23%).

- En México, el volumen de ventas experimentó un incremento del 5,5% frente al año anterior, impulsado por los aumentos en los mercados doméstico comercial y ATR. Dicho incremento fue acompañado por una mayor extensión en la red de distribución de 970 km (+4,6%).

A cierre de marzo 2018, se alcanzó un volumen total de clientes de 1.794 miles (1.792 miles de clientes doméstico-comerciales) con un incremento frente a 2017 del 6,4%. Las puestas en servicio de los clientes doméstico-comerciales presentan una disminución del -4,4% debido principalmente a una revisión del plan comercial de expansión que ha centrado esfuerzos en zonas de mayor rentabilidad como ciudad de México y algunas áreas de Monterrey.

Destacar que en las nuevas zonas de Noroeste y Sinaloa todavía no se han realizado puestas en servicio debido a la no llegada del gasoducto de transporte. Se espera resolver este problema a mitad del presente ejercicio.

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 18 mil conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (3,2%) respecto al mismo período del ejercicio 2017. En relación a las ventas de gas, el mayor incremento se observa en el segmento industrial (4,7%) seguido del segmento residencial-comercial (2,8%), mientras que las ventas de los segmentos de generación eléctrica y subdistribuidoras presentan un descenso, en comparación al primer trimestre del año anterior, de 7,5% y 66,9% respectivamente.
- En Perú, en el mes de noviembre de 2017 se produjo el inicio de operación comercial tras la puesta en marcha del cargadero por parte de Shell. A cierre de marzo 2018 se llevan conectados un total de 6.744 clientes, de los cuales 6.742 corresponden al mercado doméstico comercial.

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 a los clientes, principalmente derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de Gas Natural Fenosa.

4.2.1.1. Resultados

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|---|------------|------------|-------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 211 | 211 | - |
| Aprovisionamientos | - | -1 | - |
| Gastos de personal, neto | -17 | -32 | -46,9 |
| Otros gastos/ingresos | -34 | -35 | -2,9 |
| EBITDA | 160 | 143 | 11,9 |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -59 | -56 | 5,4 |
| Provisiones de morosidad | - | -1 | - |
| Resultado de explotación | 101 | 86 | 17,4 |

La Orden Ministerial de peajes de energía eléctrica para 2018 (ETU/1282/2017) establece que hasta la aprobación de la retribución de las actividades de transporte y distribución para el año 2018 al amparo de lo previsto en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre y en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se procederá a liquidar la parte proporcional de la retribución que figura en la Orden IET/981/2016 y la Orden IET/980/2016, por las que se establece la retribución de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica para el año 2016.

El importe neto de la cifra de negocio asciende a €211 millones, igual a la del mismo período de 2017, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas, considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio y considerando también ajuste al porcentaje de financiación de la base según lo publicado en la propuesta de orden ministerial para la retribución de la distribución.

El EBITDA del primer trimestre 2018 alcanza los €160 millones, con un crecimiento del 11,9% con respecto al del primer trimestre de 2017 por el impacto positivo de la reducción de los gastos de personal (-46,9%) consecuencia de la implantación de medidas de eficiencia en el negocio realizado el año 2017.

4.2.1.2. Principales magnitudes

| | 1T18 | 1T17 | % |
|--|-------|-------|-------|
| Ventas - ATR (GWh) | 8.192 | 8.195 | - |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/03) | 3.726 | 3.707 | 0,5 |
| TIEPI (minutos) | 15 | 57 | -73,7 |

La energía suministrada se mantiene en niveles del mismo período del año anterior. La demanda nacional se situó en marzo de 2018 en 64.979 GWh lo que supone un crecimiento del 2,8% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2018 y registran un incremento neto anual en el primer trimestre de 5.076 puntos.

A pesar de la mejora respecto al primer trimestre de 2017, el TIEPI en el primer trimestre de 2018 está penalizado por los diversos temporales acaecidos durante el mes de marzo. En el primer trimestre de 2017 se produjeron fuertes temporales en Galicia (Jurgen, Kurt y Leiv) con una incidencia muy significativa.

A 31 de marzo de 2018 el 97% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 95% de la facturación es remota. Se continúa con la planificación establecida para llegar al 100% de los contadores domésticos sustituidos y con facturación remota al 31 de diciembre de 2018, tal y como se establece legalmente. No obstante, conforme establece la Orden ETU 1282/2017, a partir del 1 de enero de 2019 cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrá mantener hasta un máximo de un 2% del total del parque de contadores sin sustituir siempre que sea debido a causas no imputables a la misma y que deberán ser justificadas y aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

4.2.2. Latinoamérica

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

4.2.2.1. Resultados

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|---|------------|------------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 771 | 873 | -11,7 |
| Aprovisionamientos | -575 | -666 | -13,7 |
| Gastos de personal, neto | -35 | -34 | 2,9 |
| Otros gastos/ingresos | -53 | -58 | -8,6 |
| EBITDA | 108 | 115 | -6,1 |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -35 | -32 | 9,4 |
| Provisiones de morosidad | -9 | -5 | 80,0 |
| Resultado de explotación | 64 | 78 | -17,9 |

EBITDA en Latinoamérica por países

| | 1T18 | 1T17 | variación | tipo cambio | variación ajustada |
|--------------|------------|------------|--------------|-------------|--------------------|
| Argentina | 5 | 5 | - | -1 | 20,0% |
| Chile | 79 | 82 | -3,7% | -5 | 2,4% |
| Panamá | 24 | 28 | -14,3% | -4 | - |
| Total | 108 | 115 | -6,1% | -10 | 2,6% |

El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €108 millones, lo que supone una disminución del 6,1% respecto al del primer trimestre de 2017, afectado por el comportamiento de la evolución de las divisas. De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría un 2,6%.

El EBITDA del primer trimestre 2018 del negocio de Panamá alcanzó los €24 millones en línea al del primer trimestre de 2017 sin considerar el efecto del tipo de cambio. Esta evolución se debe fundamentalmente a efectos atípicos tales como ingresos recibidos en 2017 por desvíos tarifarios correspondientes a los ejercicios 2015 y 2016. Sin la consideración de los efectos atípicos, la variación del EBITDA habría resultado en un aumento del 6,4%.

El EBITDA de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los €84 millones, registrando una disminución de €3 millones debido a la evolución de los tipos de cambio.

4.2.2.2. Principales magnitudes

| | 1T18 | 1T17 | % |
|--|-------|-------|------|
| Ventas actividad de electricidad (GWh) | 5.745 | 5.680 | 1,1 |
| Ventas de electricidad | 5.007 | 5.302 | -5,6 |
| ATR | 738 | 378 | 95,2 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/03) | 3.755 | 3.650 | 2,9 |

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 5.745 GWh, con un aumento del 1,1%.

Las principales magnitudes físicas por países en el primer trimestre de 2018 son las siguientes:

| | Argentina | Chile | Panamá | Total |
|--|-----------|-------|--------|-------|
| Ventas actividad de electricidad (GWh): | 541 | 3.950 | 1.254 | 5.745 |
| Incremento vs. 1T17 (%) | -3,0 | 1,6 | 1,5 | 1,1 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/03) | 230 | 2.875 | 650 | 3.755 |
| Incremento vs. 31/03/2017, en miles | 7 | 70 | 28 | 105 |

El volumen de ventas en Panamá, presenta un aumento frente al año anterior del +1,5%. Durante los primeros meses de 2018 se registró una climatología similar a la del año anterior con niveles de temperatura por debajo de la media alcanzada en los últimos 15 años.

Transmisión de electricidad en Chile

| | 1T18 | 1T17 | % |
|---------------------------------|-------|-------|-----|
| Energía transportada (GWh) | 3.891 | 3.875 | 0,4 |
| Red de transporte (km, a 31/03) | 3.528 | 3.528 | - |

La energía transportada en alcanza los 3.891 GWh en línea con la del mismo período del año anterior.

4.3. Gas

4.3.1. Infraestructuras

Incluye la operación del gasoducto del Magreb-Europa y la exploración, producción, almacenamiento y regasificación de gas.

4.3.1.1. Resultados

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|---|-----------|-----------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 80 | 86 | -7,0 |
| Aprovisionamientos | - | - | - |
| Gastos de personal, neto | -1 | -1 | - |
| Otros gastos/ingresos | -6 | -4 | 50,0 |
| EBITDA | 73 | 81 | -9,9 |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -16 | -13 | 23,1 |
| Provisiones de morosidad | - | - | - |
| Resultado de explotación | 57 | 68 | -16,2 |

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer trimestre de 2018 alcanza los €80 millones, con una disminución del 7,0% respecto al ejercicio anterior.

El EBITDA se eleva hasta los €73 millones, un 9,9% inferior al del mismo período del año anterior, debido al impacto negativo de la evolución del tipo de cambio del USD que asciende a -€11 millones. Sin dicho efecto, el EBITDA aumentaría un 3,7% respecto al mismo período del año anterior.

4.3.1.2. Principales magnitudes

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

| | 1T18 | 1T17 | % |
|--------------------------------|--------|--------|------|
| Transporte de gas - EMPL (GWh) | 36.081 | 28.713 | 25,7 |
| Portugal-Marruecos | 10.089 | 10.373 | -2,7 |
| España (Gas Natural Fenosa) | 25.992 | 18.340 | 41,7 |

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 36.081 GWh, un 25,7% superior a la del mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 25.992 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 10.089 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa posee una participación del 14,9% en Medgaz, sociedad que ostenta la propiedad y opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año. La capacidad correspondiente está asociada a un contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa en el primer trimestre de 2018 ascienden a 2.383 GWh.

Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. Se han concluido distintos trabajos (sustitución de un gasoducto y pre-pozos) de uno de los proyectos para incrementar dicha capacidad y que conforman parte de 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. Existen otros cuatro proyectos que se encuentran en distintas fases de tramitación.

4.3.2. Comercialización

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

4.3.2.1. Resultados

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|---|------------|------------|-------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 3.448 | 3.009 | 14,6 |
| Aprovisionamientos | -3.136 | -2.791 | 12,4 |
| Gastos de personal, neto | -21 | -19 | 10,5 |
| Otros gastos/ingresos | -49 | -57 | -14,0 |
| EBITDA | 242 | 142 | 70,4 |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -28 | -19 | 47,4 |
| Provisiones de morosidad | -6 | -10 | -40,0 |
| Resultado de explotación | 208 | 113 | 84,1 |

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €3.448 millones y aumenta un 14,6% respecto al ejercicio anterior. El EBITDA registra unos resultados de €242 millones un 70,4% superior al del mismo período del año anterior por incremento en los volúmenes de venta de GNL Internacional y la mejora en el margen de la actividad minorista.

El EBITDA de comercialización incluye el EBITDA correspondiente a la actividad de servicios energéticos por importe de €31 millones (€24 millones en primer trimestre de 2017).

El incremento de la amortización del período es debido principalmente a la aplicación de la NIIF 15 que ha supuesto una mayor amortización de €5 millones.

4.3.2.2. Principales magnitudes

Comercialización mayorista

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

| | 1T18 | 1T17 | % |
|--|-----------|-----------|------|
| Suministro de gas (GWh) | 99.979 | 85.428 | 17,0 |
| España | 38.036 | 40.436 | -5,9 |
| Comercialización Gas Natural Fenosa | 27.871 | 29.881 | -6,7 |
| Aprovisionamiento a terceros | 10.165 | 10.555 | -3,7 |
| Internacional | 61.943 | 44.992 | 37,7 |
| Resto Europa | 20.970 | 17.155 | 22,2 |
| GNL Internacional | 40.973 | 27.837 | 47,2 |
| Capacidad flota transporte marítimo (m3) | 1.286.849 | 1.095.532 | 17,5 |

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 99.979 GWh y aumenta un 17,0%, fundamentalmente por el aporte del negocio internacional (+37,7%).

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 38.036 GWh, con una disminución del 5,9% respecto al mismo período del año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas en el negocio internacional alcanza los 61.943 GWh en el primer trimestre de 2018 con un incremento del 37,7% con respecto al del mismo período de 2017, destacando el impulso de la comercialización de GNL internacional.

En el primer trimestre 2018 Gas Natural Fenosa y Balearia han firmado el primer contrato de bunkering permanente de GNL para propulsión de buques en España que supone el suministro en exclusiva para 10 años y el suministro en los puertos que opera Balearia.

En relación al mercado organizado de gas, a través de la sociedad MIBGAS, durante el primer trimestre de 2018 se han batido records de negociación en los productos WD (Within-Day: intradiario), DA (Day-Ahead: entrega física al día siguiente) y MA (Month-Ahead: entrega física al mes siguiente). Gas natural Fenosa sigue siendo uno de los sujetos más activos en el mercado.

En el primer trimestre de 2018 Gas Natural Fenosa participó en la contratación de la capacidad de almacenamiento subterráneo de largo plazo para el período de abril de 2018 a marzo de 2019. Gas Natural Fenosa se adjudicó 8,5 TWh de capacidad, que corresponde al 40% de la capacidad adjudicada.

Gas Natural Fenosa mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Irlanda, Luxemburgo, Portugal, Países Bajos y Alemania.

Las ventas realizadas en Francia en el primer trimestre del año alcanzan los 13,6 TWh con clientes de diversos ámbitos como empresas del sector industrial, autoridades locales y sector público. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania han sido de 5,2 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Irlanda donde ha vendido un volumen de 0,5 TWh durante el 2018.

En Portugal, Gas Natural Fenosa continúa como segundo operador del país con una cuota aproximada del 15%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país con un volumen de ventas en el primer trimestre de 2018 de 1,6 TWh.

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

Gas Natural Fenosa, en línea con su firme apuesta por la innovación, ha desarrollado un sistema único en el mundo para la transferencia de GNL. Esta infraestructura es un sistema flotante, reconocido con diferentes patentes y en exclusividad, consistente en una plataforma que dispone de un sistema de unión compatible con cualquier tipo de barco metanero. La solución, denominada DirectLink, habilita la llegada del GNL a lugares remotos o de difícil acceso, dónde hasta ahora no había sido ni económica ni medioambientalmente viable el uso de gas natural.

Comercialización minorista

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

| | 1T18 | 1T17 | % |
|--|--------|--------|------|
| Contratos minoristas (España) (miles, a 31/03) | 11.669 | 11.711 | -0,4 |
| Contratos de energía | 8.810 | 8.846 | -0,4 |
| Contratos de servicios energéticos | 2.859 | 2.865 | -0,2 |
| Contratos por cliente (España) | 1,52 | 1,52 | - |
| Comercialización minorista (GWh) | 13.523 | 12.489 | 8,3 |

En el mercado minorista Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 11,7 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento.

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

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 344 mil nuevos contratos en 2018.

En el segmento del mercado doméstico Gas Natural Fenosa actualiza su cartera de productos con el objetivo de ofrecer tarifas eléctricas y de gas natural a medida del perfil de consumo de cada cliente. Los nuevos productos cubren las necesidades en función del uso, de cómo quiere pagar, de cuándo utiliza la energía o de su interés por consumir energía renovable, así como el control del confort del hogar a través de dispositivos inteligentes conectados con el Área Cliente de GNF.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa, Gas Natural Fenosa realiza ofertas personalizadas en precio. Además flexibiliza, desarrolla y actualiza su porfolio de productos con el objetivo de acercarse al perfil de sus clientes con productos negocio indexados al mercado eléctrico, productos negocio a precio fijo o productos ECO.

Gas Natural Fenosa en el segmento pyme trata de diferenciarse de la competencia ofreciendo su Servicio de Ahorro Energético que permite recomendar a los clientes la optimización de su potencia y condiciones de contratación para lograr ahorros. También se trabaja en la mejora de la gestión integral de nuestra cartera a través de una atención multicanal personalizada, centrada en gestores presenciales y personales apoyados por los agentes de nuestras plataformas Energy Class y Generalista, en función del valor de nuestros clientes. Además la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 32.716 contratos.

La oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, mediante una plataforma propia de operaciones con 128 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

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

Gas Natural Fenosa continúa apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario. En el primer trimestre 2018 dispone de un total de 52 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 29 estaciones son de acceso público, mientras que 23 son de acceso privado.

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

Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas⁴ (integrada por el método de la participación en el primer trimestre de 2018 ha alcanzado un volumen de 11.001 GWh frente a 11.445 GWh registrados el primer trimestre del año anterior. Adicionalmente, en el primer trimestre de 2018, se ha gestionado un volumen de gas de 5.711 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 8.603 GWh en el primer trimestre de 2017.

⁴ Magnitudes al 100%

4.4. Electricidad

4.4.1. España

Fundamentalmente incluye las actividades de generación de electricidad en España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC).

4.4.1.1. Resultados

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|---|------------|------------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 1.444 | 1.352 | 6,8 |
| Aprovisionamientos | -1.129 | -1.029 | 9,7 |
| Gastos de personal, neto | -33 | -34 | -2,9 |
| Otros gastos/ingresos | -158 | -163 | -3,1 |
| EBITDA | 124 | 126 | -1,6 |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -113 | -112 | 0,9 |
| Provisiones de morosidad | -7 | -7 | - |
| Resultado de explotación | 4 | 7 | -42,9 |

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €1.444 millones, un 6,8% superior a la del mismo período del ejercicio anterior y el EBITDA registra un resultado de €124 millones, un 1,6% inferior al del primer trimestre de 2017.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el primer trimestre de 2018 los 66.020 GWh, un 2,9% superior a la del mismo trimestre de 2017, continuando la tendencia de crecimiento positivo de los ocho últimos trimestres. Sin tener en cuenta el efecto temperatura y laboralidad, el crecimiento de 2018 se modera hasta el 2,0%.

El saldo físico de intercambios internacionales vuelve a ser importador, 1.904 GWh, un 30% más que los 1.466 GWh importados en el mismo trimestre de 2017. El consumo de bombeo alcanzó en este trimestre los 1.373 GWh, un 3,3% más que en el mismo trimestre de 2017, en el que se bombearon 1.329 GWh.

La generación neta nacional, con 65.764 GWh producidos, presenta un aumento del 2,4% en el primer trimestre del año.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable ha aumentado un 22,1% y en su conjunto ha cubierto el 44,9% de la demanda en el primer trimestre del año, siete puntos más que en el mismo trimestre de 2017.

La energía hidroeléctrica producible registrada en el primer trimestre califica el año como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 31%, es decir, estadísticamente 31 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado un descenso en el trimestre del 9,7% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con disminuciones en la nuclear (-7,5%), en el carbón (-23,5%) y en el ciclo combinado (-7,4%).

El hueco térmico ha disminuido en el trimestre un 17,7% con una cobertura del 20,2%, cinco puntos menos que en el primer trimestre de 2017.

El precio medio del mercado diario en el trimestre se ha situado en 48,13 €/MWh, 7,46 €/MWh por debajo de los 55,60 €/MWh del mismo trimestre de 2017.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 61,26 \$/bbl de promedio en el cuarto trimestre de 2017 hasta 65,54 \$/bbl (7,0%) en el primer trimestre de este año, manteniendo la tendencia al alza iniciada en julio, y alcanzando en enero el precio medio mensual máximo

(69,18 \$/bbl) desde noviembre de 2014. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha aumentado 1 \$/t en el trimestre, pasando de 93,57 \$/t de media del último trimestre de 2017 a 94,56 \$/t en el primer trimestre de este año, con aumentos continuos desde mayo hasta alcanzar en enero cotas que no se daban desde hace casi seis años, para a partir de ahí comenzar un fuerte descenso. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado de promedio en el trimestre en 7,85 €/t, superior en un 5,2% a los 7,47 €/t de media del cuarto trimestre del año 2017, si bien, marzo finaliza con un promedio de 11,55 €/t que se está incrementado en los primeros días de abril, valores que no se daban desde mediados de 2011.

4.4.1.2. Principales magnitudes

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

Capacidad de generación eléctrica

| | 31/03/2018 | 31/03/2017 | % |
|--|------------|------------|---|
| Capacidad de generación eléctrica (MW) | 12.716 | 12.716 | - |
| Generación | 11.569 | 11.569 | - |
| Hidráulica | 1.954 | 1.954 | - |
| Nuclear | 604 | 604 | - |
| Carbón | 2.010 | 2.010 | - |
| Ciclos combinados | 7.001 | 7.001 | - |
| Renovable y cogeneración | 1.147 | 1.147 | - |
| Eólica | 979 | 979 | - |
| Minihidráulicas | 110 | 110 | - |
| Cogeneración y otras | 58 | 58 | - |

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad

| | 1T18 | 1T17 | % |
|-----------------------------------|-------|-------|----------|
| Energía eléctrica producida (GWh) | 7.197 | 7.275 | -1,1 |
| Generación | 6.327 | 6.544 | -3,3 |
| Hidráulica | 1.277 | 465 | - |
| Nuclear | 1.231 | 1.225 | 0,5 |
| Carbón | 804 | 1.669 | -51,8 |
| Ciclos combinados | 3.015 | 3.185 | -5,3 |
| Renovable y cogeneración | 870 | 731 | 19,0 |
| Eólica | 695 | 590 | 17,8 |
| Minihidráulicas | 157 | 122 | 28,7 |
| Cogeneración y otras | 18 | 19 | -5,3 |
| Ventas de electricidad (GWh) | 9.552 | 9.024 | 5,9 |
| Mercado liberalizado | 8.019 | 7.484 | 7,1 |
| PVPC/Regulado | 1.533 | 1.540 | -0,5 |
| Cuota mercado generación | 17,4 | 17,1 | 0,3 p.p. |

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 7.197 GWh durante el primer trimestre de 2018, cifra inferior en un 1,1% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 6.327 GWh corresponden a generación tradicional, cifra inferior en un 3,3% a la del mismo período del año anterior.

La producción hidráulica convencional, con 1.277 GWh en el trimestre, es un 174,6% superior a la del mismo trimestre de 2017, concentrándose el aumento en la zona norte fundamentalmente.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 50% de llenado, treinta y tres puntos más que a comienzos de año y doce puntos más que el pasado año por estas fechas.

La producción nuclear ha presentado un incremento del 0,5% en el primer trimestre respecto a 2017.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 804 GWh frente a los 1.669 GWh del mismo trimestre del pasado año, menos de la mitad. La utilización de esta tecnología apenas alcanza el 11%.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante este primer trimestre de 2018 ha alcanzado la cifra de 3.015 GWh, un 5,3% inferior a la del mismo período de 2017. La utilización de esta tecnología ha sido del 42%, casi el doble que la media del sector.

La cuota de mercado de la generación tradicional de GNF se sitúa en el primer trimestre en el 17,4%, 0,3 puntos más que en 2017 a esta fecha.

En el primer trimestre de 2018 las emisiones⁵ de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 1,9 millones de toneladas de CO₂ (-0,8 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Esta disminución aplica principalmente a las centrales de carbón y se debe a un menor funcionamiento de las mismas debido a una mayor hidraulicidad y generación con fuentes renovables en el primer trimestre del año 2018 respecto al año anterior.

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período post Kioto (2013-2020), adquiriendo los derechos necesarios a través de su participación activa en subasta y el mercado secundario.

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del primer trimestre de 2018 han alcanzado la cifra de 9.724 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con un aumento del 1,2% en el trimestre. 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.

Por lo que respecta a la generación renovable y la cogeneración destacar que se está finalizando la construcción de 8 de los 13 parques eólicos que Gas Natural Fenosa Renovables (GNFR) inscribió dentro del cupo máximo de 450 MW abierto por Ministerio de Industria, Energía y Turismo para las Islas Canarias en 2017 inició la construcción. La potencia de estos 8 parques en construcción asciende a 41 MW y está pendiente de que Red Eléctrica de España finalice las infraestructuras necesarias para que puedan evacuar su energía. Adicionalmente, en marzo de este año se ha iniciado la construcción de otro de los parques inscritos, con una potencia de 4,7 MW. Este cupo contará con un régimen retributivo especial para lo cual es necesaria su puesta en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018.

Asimismo, se continúa avanzando en la obtención de las autorizaciones necesarias de los proyectos eólicos y fotovoltaicos asociados a las adjudicaciones que tuvo GNFR en las dos subastas celebradas por el Gobierno de España en 2017, por una potencia de 667 MW eólicos y 250 MW fotovoltaicos, habiéndose iniciado ya la construcción del parque eólico Merengue (ubicado en Extremadura), con una potencia de 40 MW, y que será el primer parque eólico que exista en Extremadura.

La producción de generación renovable y cogeneración del primer trimestre 2018 se ha situado en 870 GWh, superior a la alcanzada en el mismo período del año 2017 (731 GWh). En la tecnología eólica la producción ha sido de 695 GWh frente a los 590 GWh del mismo período de 2017 (mayor índice de eolicidad); en la tecnología hidráulica, la re-activación de la producción de la central de Avia (tras la finalización de las obras de reparación de la toma de agua de la central) y un mayor índice de hidraulicidad, han permitido alcanzar una producción de 157 GWh, frente a los 122 GWh del mismo período de 2017; en la tecnología de cogeneración, la producción del primer trimestre 2018 es ligeramente inferior a la alcanzada en el mismo período de 2017 (18 GWh vs. 19 GWh), que se justifica por actividades de mantenimiento programadas y ejecutadas en el mes de febrero de 2018.

⁵ Gases de efecto invernadero

4.4.2. Internacional (GPG)

Integra todos los activos y participaciones de generación internacional en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Brasil (entrada en operación comercial en septiembre 2017) y los proyectos de generación en Australia y Chile, así como los activos que se explotan para terceros a través de la sociedad del grupo O&M Energy.

4.4.2.1. Resultados

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 | % |
|---|-----------|-----------|-------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 218 | 214 | 1,9 |
| Aprovisionamientos | -126 | -119 | 5,9 |
| Gastos de personal, neto | -9 | -10 | -10,0 |
| Otros gastos/ingresos | -14 | -18 | -22,2 |
| EBITDA | 69 | 67 | 3,0 |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -27 | -29 | -6,9 |
| Provisiones de morosidad | - | - | - |
| Resultado de explotación | 42 | 38 | 10,5 |

El EBITDA de GPG correspondiente al primer trimestre del ejercicio 2018 alcanza los €69 millones, con un aumento del 3,0% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, a una mayor contribución del EBITDA en el negocio de O&M Energy, en Costa Rica y en Brasil que no estaba operativo en el primer trimestre de 2017 y a pesar de la evolución negativa de los tipos de cambio que ha supuesto un efecto negativo de -€9 millones básicamente por el USD.

EBITDA por países

| | 1T18 | 1T17 | variación | tipo cambio | variación ajustada |
|--------------|-----------|-----------|-------------|-------------|--------------------|
| México | 59 | 63 | -6,3% | -8 | 6,3% |
| Resto | 10 | 4 | - | -1 | - |
| Total | 69 | 67 | 3,0% | -9 | 16,4% |

En México, el EBITDA presenta una variación negativa del -6,3% como consecuencia del efecto tipo de cambio. Sin considerar este efecto, el EBITDA aumenta un 6,3% consecuencia del mejor del margen de contribución derivado, fundamentalmente, de un mayor margen excedente, mejor disponibilidad y del comportamiento favorable de los índices de referencia de los contratos.

En el caso de Bii Hioxo, el mejor resultado respecto al mismo período del año anterior, es como consecuencia de un mayor recurso eólico y mejor precio de referencia.

En cuanto al resto de países, el EBITDA de República Dominicana presenta una variación negativa del 36,7% debido a un menor margen de precios spot.

El EBITDA de Brasil aumenta por encima del 100% respecto al mismo período del año anterior debido a que no entró en operación hasta el 3T de 2017.

El EBITDA de Costa Rica, presenta una variación positiva de más del 100% como consecuencia de la recuperación de ingresos por despacho de agua no realizado durante el período de octubre 2016 a diciembre 2017.

4.4.2.2. Principales magnitudes

Capacidad de generación eléctrica

| | 31/03/2018 | 31/03/2017 | % |
|--|------------|------------|-----|
| Capacidad de generación eléctrica (MW) | 2.812 | 2.590 | 8,6 |
| México (CC) | 2.189 | 2.035 | 7,6 |
| México (eólico) | 234 | 234 | - |
| Brasil (solar) | 68 | - | - |
| Costa Rica (hidráulica) | 101 | 101 | - |
| Panamá (hidráulica) | 22 | 22 | - |
| República Dominicana (fuel) | 198 | 198 | - |

Energía eléctrica producida

| | 1T18 | 1T17 | % |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|
| Energía eléctrica producida (GWh) | 4.734 | 4.223 | 12,1 |
| México (CC) | 4.179 | 3.691 | 13,2 |
| México (eólico) | 238 | 223 | 6,7 |
| Brasil (solar) | 30 | - | - |
| Costa Rica (hidráulica) | 57 | 79 | -27,8 |
| Panamá (hidráulica) | 19 | 18 | 5,6 |
| República Dominicana (fuel) | 211 | 212 | -0,5 |

Factor de disponibilidad (%)

| | 1T18 | 1T17 | var p.p. |
|-----------------------------|-------|------|----------|
| México (CC) | 98,5 | 91,3 | 7,2 |
| Costa Rica (hidráulica) | 100,0 | 99,9 | 0,1 |
| Panamá (hidráulica) | 80,6 | 96,4 | -15,8 |
| República Dominicana (fuel) | 93,3 | 93,0 | 0,3 |

La producción de los ciclos combinados de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del diferente calendario de paradas así como por la mayor venta excedente, principalmente en Norte Durango y Tuxpan que inició dicha venta en febrero de 2017. El aumento de potencia respecto al año anterior es consecuencia de la potencia excedente de los ciclos reconocida y la operación de *High Fogging* realizada en 2017 en Norte Durango. Los mantenimientos realizados en los diferentes años inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

En cuanto a la producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo aumenta por mayor recurso eólico.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto perjudicada por una menor disponibilidad de recurso hídrico. Tal y como se menciona en el apartado 2.2.3 las concesiones de Costa Rica se contabilizan como arrendamiento financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

La producción en Panamá se encuentra ligeramente por encima de la del año anterior como consecuencia de la mayor hidráulica durante el primer trimestre en las zonas donde están ubicadas las centrales. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debida al incidente en la Unidad 2 de la C.H la Yeguada.

La generación en República Dominicana se encuentra en línea con el mismo período del año anterior.

En septiembre de 2017 Gas Natural Fenosa puso en operación comercial su primer proyecto de generación fotovoltaica en Brasil, los parques solares Sobral I y Sertao I, de 68MW de potencia instalada, situados en la región de Piauí, al norte del país.

Ecoeléctrica

La aportación al consolidado de la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) asciende a €13 millones menor que la del mismo período del año anterior (€15 millones) como consecuencia del tipo de cambio. La producción del año 2018 alcanza los 598 GWh (al 100%), inferior a la del mismo período del año anterior (841 GWh) como consecuencia de adelantar al mes de febrero los mantenimientos previstos en el segundo semestre de este año.

Hechos relevantes

Se resumen a continuación los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) desde el 1 de enero de 2018 hasta la fecha:

- Gas Natural Fenosa anuncia las fechas previstas de publicación de sus resultados financieros durante el año 2018 (comunicado el 10 de enero de 2018, número de registro 260533).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre la oferta de recompra de obligaciones (comunicado el 16 de enero de 2018, número de registro 260680).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados correspondiente al ejercicio 2017 (comunicado el 18 de enero de 2018, número de registro 260764).
- Gas Natural Fenosa informa de los resultados indicativos de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y Gas Natural Fenosa Finance B.V. y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 23 de enero de 2018, número de registro: 260925).
- Gas Natural Fenosa informa de los resultados finales de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y Gas Natural Fenosa Finance B.V. y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 23 de enero de 2018, número de registro: 260940).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €850 millones (comunicado el 29 de enero de 2018, número de registro: 261074).
- Gas Natural Fenosa informa que, tras la aprobación de las autoridades de competencia en Italia, ha completado la venta de su participación del 100% en Nedgia a 2i Rete Gas, junto con la venta del 100% de Gas Natural Italia, SpA (comunicado el 1 de febrero de 2018, número de registro: 261214).
- Gas Natural Fenosa comunica que adelanta a las 11.00h (CET) la presentación del día 7 de febrero de 2018 (comunicado el 2 de febrero de 2018, número de registro: 261231).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa nombra a D. Francisco Reynés Massanet Presidente ejecutivo del Consejo de Administración (comunicado el 6 de febrero de 2018, número de registro 261366).
- Gas Natural Fenosa remite informe de resultados del año 2017 (comunicado el 7 de febrero de 2018, número de registro 261373).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados del año 2017 (comunicado el 7 de febrero de 2018, número de registro 261378).
- Gas Natural SDG, S.A. remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2017 (comunicado el 16 de febrero de 2018, número de registro 261659).
- Gas Natural SDG, S.A. remite el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2017 (comunicado el 16 de febrero de 2018, número de registro 261660).
- Gas Natural SDG, S.A. remite el Informe Anual sobre remuneraciones de los consejeros del Ejercicio 2017 (comunicado el 16 de febrero de 2018, número de registro 261661).
- Repsol comunica el acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta de un 20% del capital social de Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 22 de febrero de 2018, número de registro 261846).
- Corporación Financiera Alba remite detalles del acuerdo para la compra de una participación indirecta en Gas Natural Fenosa (comunicado el 22 de febrero de 2018, número de registro 261857).

- Gas Natural Fenosa completa la venta de su participación del 100% en Gas Natural Vendita Italia, SpA dentro del acuerdo de venta de sus sociedades y activos en Italia (comunicado el 22 de febrero de 2018, número de registro 261863).
- Gas Natural Fenosa anuncia cambios en el Consejo de Administración (comunicado el 22 de febrero de 2018, número de registro 261901).
- Gas Natural Fenosa anuncia cambios en el Consejo de Administración y sus Comisiones (comunicado el 6 de marzo de 2018, número de registro 262596).
- Gas Natural Fenosa informa de la puesta en marcha del Plan de Adquisición de acciones para empleados 2018 (comunicado el 14 de marzo de 2018, número de registro 262885).
- Gas Natural Fenosa anuncia las nuevas fechas previstas de publicación de sus resultados financieros durante el año 2018 (comunicado el 16 de marzo de 2018, número de registro 262971).
- Gas Natural Fenosa, a través de su filial Global Power Generation, acordó adquirir dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil (comunicado el 19 de marzo de 2018, número de registro 263050).
- Gas Natural Fenosa anuncia que ha completado la transacción del acuerdo de venta de la participación del 20% en la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A. (comunicado el 19 de marzo de 2018, número de registro 263066).
- Repsol comunica información relativa al acuerdo alcanzado con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. para la venta de un 20% del capital social de Gas Natural SDG, S.A (comunicado el 23 de marzo de 2018, número de registro 263260).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de los resultados del primer trimestre de 2018 (comunicado el 13 de abril de 2018, número de registro 264043).

Anexos. Tablas de resultados

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

Cuenta de resultados consolidada

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 |
|---|--------------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 6.406 | 6.089 |
| Aprovisionamientos | -4.700 | -4.419 |
| Margen bruto | 1.706 | 1.670 |
| Otros ingresos de explotación | 55 | 62 |
| Gastos de personal | -246 | -241 |
| Tributos | -127 | -121 |
| Otros gastos de explotación | -335 | -345 |
| EBITDA | 1.053 | 1.025 |
| Amortizaciones y pérdidas por deterioro | -596 | -410 |
| Dotación a provisiones | -29 | -28 |
| RESULTADO DE EXPLOTACIÓN | 428 | 587 |
| Resultado financiero | -160 | -177 |
| Resultado de entidades método participación | 15 | - |
| RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS | 283 | 410 |
| Impuesto sobre beneficios | -97 | -90 |
| Resultado operaciones interrumpidas | 188 | 46 |
| Participaciones no dominantes | -54 | -68 |
| RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO | 320 | 298 |

Información económica por actividades

EBITDA

| (€ millones) | 1T18 | 2T18 | 3T18 | 4T18 | 2018 |
|----------------------------------|--------------|------|------|------|------|
| DISTRIBUCIÓN GAS | 349 | | | | |
| España | 214 | | | | |
| Latinoamérica | 135 | | | | |
| DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD | 268 | | | | |
| España | 160 | | | | |
| Latinoamérica | 108 | | | | |
| GAS | 315 | | | | |
| Infraestructuras | 73 | | | | |
| Comercialización | 242 | | | | |
| ELECTRICIDAD | 193 | | | | |
| España | 124 | | | | |
| Internacional | 69 | | | | |
| RESTO | -72 | | | | |
| TOTAL EBITDA | 1.053 | | | | |

| (€ millones) | 1T17 | 2T17 | 3T17 | 4T17 | 2017 |
|----------------------------------|--------------|--------------|------------|------------|--------------|
| DISTRIBUCIÓN GAS | 360 | 421 | 460 | 374 | 1.615 |
| España | 225 | 214 | 241 | 226 | 906 |
| Latinoamérica | 135 | 207 | 219 | 148 | 709 |
| DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD | 258 | 272 | 262 | 240 | 1.032 |
| España | 143 | 159 | 158 | 138 | 598 |
| Latinoamérica | 115 | 113 | 104 | 102 | 434 |
| GAS | 223 | 189 | 135 | 219 | 766 |
| Infraestructuras | 81 | 72 | 69 | 74 | 296 |
| Comercialización | 142 | 117 | 66 | 145 | 470 |
| ELECTRICIDAD | 193 | 135 | 134 | 116 | 578 |
| España | 126 | 64 | 70 | 42 | 302 |
| Internacional | 67 | 71 | 64 | 74 | 276 |
| RESTO | -9 | -9 | -26 | -32 | -76 |
| TOTAL EBITDA | 1.025 | 1.008 | 965 | 917 | 3.915 |

Inversiones materiales e intangibles

| (€ millones) | 1T18 | 2T18 | 3T18 | 4T18 | 2018 |
|----------------------------------|------------|------|------|------|------|
| DISTRIBUCIÓN GAS | 118 | | | | |
| España | 33 | | | | |
| Latinoamérica | 85 | | | | |
| DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD | 115 | | | | |
| España | 41 | | | | |
| Latinoamérica | 74 | | | | |
| GAS | 191 | | | | |
| Infraestructuras | - | | | | |
| Comercialización | 191 | | | | |
| ELECTRICIDAD | 103 | | | | |
| España | 44 | | | | |
| Internacional | 59 | | | | |
| RESTO | 6 | | | | |
| TOTAL | 533 | | | | |

| (€ millones) | 1T17 | 2T17 | 3T17 | 4T17 | 2017 |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| DISTRIBUCIÓN GAS | 107 | 123 | 127 | 227 | 584 |
| España | 42 | 40 | 35 | 95 | 212 |
| Latinoamérica | 65 | 83 | 92 | 132 | 372 |
| DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD | 128 | 155 | 146 | 173 | 602 |
| España | 42 | 64 | 49 | 97 | 252 |
| Latinoamérica | 86 | 91 | 97 | 76 | 350 |
| GAS | 9 | 21 | 23 | 13 | 66 |
| Infraestructuras | 2 | 3 | 9 | 4 | 18 |
| Comercialización | 7 | 18 | 14 | 9 | 48 |
| ELECTRICIDAD | 62 | 81 | 57 | 146 | 346 |
| España | 23 | 30 | 30 | 95 | 178 |
| Internacional | 39 | 51 | 27 | 51 | 168 |
| RESTO | 14 | 37 | 33 | 100 | 184 |
| TOTAL | 320 | 417 | 386 | 659 | 1.782 |

Balance de situación consolidado

| (€ millones) | 31/03/18 | 31/03/17 |
|--|---------------|---------------|
| Activo no corriente | 36.090 | 38.804 |
| Inmovilizado intangible | 9.859 | 10.911 |
| Inmovilizado material | 22.570 | 23.552 |
| Inversiones método participación | 1.462 | 1.547 |
| Activos financieros no corrientes | 1.296 | 1.866 |
| Activos por impuesto diferido | 903 | 928 |
| Activo corriente | 10.849 | 9.104 |
| Activos no corrientes mantenidos para la venta | 632 | - |
| Existencias | 683 | 743 |
| Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar | 5.489 | 5.371 |
| Otros activos financieros corrientes | 434 | 337 |
| Efectivo y medios líquidos equivalentes | 3.611 | 2.653 |
| TOTAL ACTIVO | 46.939 | 47.908 |

| (€ millones) | 31/03/18 | 31/03/17 |
|---|---------------|---------------|
| Patrimonio neto | 19.942 | 19.329 |
| Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante | 15.926 | 15.512 |
| Participaciones no dominantes | 4.016 | 3.817 |
| Pasivo no corriente | 20.400 | 20.277 |
| Ingresos diferidos | 843 | 840 |
| Provisiones no corrientes | 1.143 | 1.250 |
| Pasivos financieros no corrientes | 14.724 | 14.362 |
| Pasivos por impuesto diferido | 2.344 | 2.518 |
| Otros pasivos no corrientes | 1.346 | 1.307 |
| Pasivo corriente | 6.597 | 8.304 |
| Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta | 94 | - |
| Provisiones corrientes | 233 | 174 |
| Pasivos financieros corrientes | 1.981 | 3.853 |
| Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar | 3.915 | 3.876 |
| Otros pasivos corrientes | 374 | 401 |
| TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO | 46.939 | 47.910 |

Estado de flujos de efectivo consolidado

| (€ millones) | 1T18 | 1T17 |
|--|--------------|--------------|
| Flujos de efectivo de las actividades de explotación | 327 | 561 |
| Resultado antes de impuestos | 283 | 410 |
| Ajustes del resultado | 734 | 657 |
| Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación | -282 | -272 |
| Cambios en el capital corriente | -408 | -234 |
| Flujos de efectivo por actividades de inversión | 198 | -626 |
| Pagos por inversiones | -562 | -639 |
| Cobros por desinversiones | 745 | 2 |
| Otros flujos de efectivo de actividades de inversión | 15 | 11 |
| Flujos de efectivo por actividades de financiación | -127 | 669 |
| Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio | 1.481 | -1 |
| Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero | -1.570 | 721 |
| Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio | -3 | -26 |
| Otros flujos de efectivo de actividades de financiación | -35 | -25 |
| Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes | -12 | -18 |
| Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes | 386 | 586 |
| Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período | 3.225 | 2.067 |
| Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período | 3.611 | 2.653 |

Glosario de términos

La información financiera de Gas Natural Fenosa contiene magnitudes y medidas elaboradas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de información del Grupo denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) que se consideran magnitudes ajustadas respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con las NIIF. A continuación se incluye un Glosario de términos con la definición de las MAR utilizadas.

| Medidas alternativas de rendimiento | Definición |
|--|--|
| EBITDA | Resultado de explotación + Amortizaciones + Dotación a provisiones – Otros resultados |
| Capitalización bursátil | Número de acciones al cierre del período por cotización al cierre del período |
| Beneficio por acción | Resultado neto del período / Número de acciones al cierre del período |
| Inversiones netas | Inversiones materiales, intangibles y financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/pagos de actividades de inversión |
| Deuda financiera bruta | Pasivos financieros no corrientes + Pasivos financieros corrientes |
| Deuda financiera neta | Deuda financiera bruta – Efectivos y otros activos líquidos equivalentes – Activos financieros derivados |
| Endeudamiento | Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto) |
| Coste deuda financiera neta | Coste de la deuda financiera – Intereses |
| Deuda financiera neta/EBITDA | Deuda financiera neta / EBITDA de los cuatro últimos trimestres |
| PER | Cotización al cierre del período / Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres |
| EV | Valor empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta |
| EV/EBITDA | EV / EBITDA de los cuatro últimos trimestres |
| Gasto de personal, neto | Gastos de personal – Gastos de personal activados |
| Otros gastos/ingresos | Otros ingresos de explotación, Otros gastos de explotación e Imputación de subvenciones de inmovilizado y otros |

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

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

e-mail:
relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web:
www.gasnaturalfenosa.com

First quarter results 2018

26 April 2018

Disclaimer

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

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

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

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

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

Contents

| | | | |
|-------------------------------------|----|---|----|
| Highlights of the period | 03 | > | 03 |
| 1. Main aggregates | 04 | > | 06 |
| 2. Analysis of consolidated results | 07 | > | 10 |
| 3. Balance sheet and cash flow | 10 | > | 14 |
| 4. Analysis of results by activity | 15 | > | 29 |
| 4.1. Gas distribution | 15 | > | 18 |
| 4.2. Electricity distribution | 18 | > | 20 |
| 4.3. Gas | 21 | > | 24 |
| 4.4. Electricity | 25 | > | 29 |
| Regulatory disclosures | 30 | > | 31 |
| Annexes. Financial statements | 32 | > | 37 |
| Consolidated income statement | 33 | > | 33 |
| Breakdown by business area | 34 | > | 35 |
| Consolidated balance sheet | 36 | > | 36 |
| Consolidated cash flow statement | 37 | > | 37 |
| Glossary of terms | 38 | > | 38 |

Highlights of the period

Net income amounted to €320 million in the first quarter of 2018.

- › In the first quarter of 2018, net income amounted to €320 million, 7.4% more than the same period previous year, and included the capital gain on the sale of the Italian business (€168 million) as well as an impairment of €170 million for preliminary adjustments to carrying amounts basically due to the potential divestment or discontinuation of various businesses in the framework of optimising the portfolio of activities and geographies.
- › EBITDA amounted to €1,053 million in the first quarter of 2018, an increase of 2.7% year-on-year, due to businesses good performance, especially gas.
- › Recurrent EBITDA amounted to €1,107 million in the first quarter of 2018, an increase of 7.8% year-on-year (€1,027 million). Recurrent net income amounted to €324 million, 32.8% more than the same period previous year (€244 million).
- › In January 2018 Gas Natural Fenosa issued €850 million in 10-year bonds paying 1.5%, the proceeds from which were used to tender for €916 million in bonds maturing between 2019 and 2023.
- › Once the Italian competition authorities had given their approval, the sale of the gas distribution and the gas supply companies was completed on 1 February 2018 and 22 February 2018 respectively for a sale price of €736 million. The two transactions produced €168 million in net capital gains. The assignment of the supply contract for €30 million has been completed on 18 April 2018.
- › On 19 March 2018 Gas Natural Fenosa, through subsidiary Global Power Generation, agreed to acquire two solar photovoltaic projects in Brazil. The development of these projects, located in the state of Minas Gerais, will require approximately €95 million of investment; they total 83 MW of capacity and are expected to come into operation in the fourth quarter of 2018.
- › On 19 March 2018, having obtained the approval of the competition authorities, Gas Natural Fenosa completed the sale of a non-controlling 20% stake in the company Holding de Negocios de Gas, S.A., which owns the gas network assets in Spain, to a consortium of long-term infrastructure investors comprising Allianz Capital Partners and Canada Pension Plan Investment Board, for €1,500 million, which has resulted in an increase of reserves of approximately €1,000 million.
- › As of 31 March 2018, leverage stood at 39.5%, i.e. below the 44.4% level of one year ago, while the net financial debt/EBITDA ratio was 3.3.
- › The Board of Directors will propose to the Ordinary Shareholders' Meeting that it allocate €1,001 million out of 2017 income to dividends, the same as the previous year, in line with the dividend policy for 2016-2018 that was approved in March 2017. The €0.330 interim dividend was paid entirely in cash on 27 September 2017, and the €0,670 supplementary dividend will be paid, also in cash, in the month of July 2018; together, they represent a 73.6% payout.
- › On 6 February 2018, following the resignation of Mr. Rafael Villaseca Marco as Managing Director of the company, the Board of Directors of Gas Natural Fenosa appointed Mr. Francisco Reynés Massanet as Executive Chairman. Additionally, Mr. Isidro Fainé Casas resigned as a director and was appointed Honorary President of Gas Natural Fenosa.
- › On 22 February 2018, Repsol reached an agreement to sell its 20.072% stake in the capital of Gas Natural SDG, S.A. to Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., a company controlled by funds advised by CVC.

1. Main aggregates

1.1. Main financial aggregates

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--------------------------------------|--------|--------|-------|
| Net sales | 6,406 | 6,089 | 5.2 |
| EBITDA | 1,053 | 1,025 | 2.7 |
| Operating income (EBIT) | 428 | 587 | -27.1 |
| Net income | 320 | 298 | 7.4 |
| Average number of shares (million) | 1,000 | 1,000 | - |
| Share price at 31/03 (€) | 19.39 | 20.54 | -5.6 |
| Market capitalisation at 31/03 | 19,403 | 20,554 | -5.6 |
| Net profit per share* (€) | 0.32 | 0.30 | 7.4 |
| Investments, net | -1,717 | 321 | - |
| Equity (at 31/03) | 19,942 | 19,329 | 3.2 |
| Attributable equity (at 31/03) | 15,926 | 15,512 | 2.7 |
| Net interest-bearing debt (at 31/03) | 13,031 | 15,464 | -15.7 |

* In accordance with IAS 33 "Earnings per share", weighted average number of shares in issue is calculated considering the weighted average number of treasury shares (Weighted average number of shares in issue at 1Q18 are 1,000,326,100 and 1,000,412,927 in 1Q17).

1.2. Ratios

| | | 1Q18 | 1Q17 |
|------------------------------------|-------|------|------|
| Leverage (at 31/03) | % | 39.5 | 44.4 |
| EBITDA/ Cost of net financial debt | times | 7.6 | 6.4 |
| Net interest-bearing debt /EBITDA | times | 3.3 | 3.2 |
| P/E | times | 14.0 | 15.6 |
| EV/EBITDA | times | 8.2 | 7.5 |

1.3. Key operating figures

Distribution

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|---|----------------|----------------|--------------|
| Gas distribution (GWh) | 115,381 | 112,220 | 5.6 |
| Spain | 58,753 | 56,658 | 3.7 |
| TPA ¹ | 58,753 | 56,658 | 3.7 |
| Latin America | 56,628 | 55,562 | 1.9 |
| Gas sales | 27,680 | 28,573 | -3.1 |
| TPA | 28,948 | 26,989 | 7.3 |
| Electricity distribution (GWh) | 13,937 | 13,875 | 0.4 |
| Spain | 8,192 | 8,195 | - |
| Electricity sales | 8,192 | 8,195 | - |
| Latin America | 5,745 | 5,680 | 1.1 |
| Electricity sales | 5,007 | 5,302 | -5.6 |
| TPA | 738 | 378 | 95.2 |
| Electricity transmitted (GWh) | 3,891 | 3,875 | 0.4 |
| Latin America | 3,891 | 3,875 | 0.4 |
| Gas distribution connections ('000) (at 31/03) | 10,544 | 10,274 | 2.6 |
| Spain | 5,382 | 5,318 | 1.2 |
| Latin America | 5,162 | 4,956 | 4.2 |
| Electricity distribution connections ('000) (at 31/03) | 7,481 | 7,357 | 1.7 |
| Spain | 3,726 | 3,707 | 0.5 |
| Latin America | 3,755 | 3,650 | 2.9 |
| ICEIT in Spain (minutes)² | 15 | 57 | -73.7 |

Gas business

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|---------------|---------------|-------------|
| Wholesale supply (GWh) | 99,979 | 85,428 | 17.0 |
| Spain | 38,036 | 40,436 | -5.9 |
| Rest of Europe | 20,970 | 17,155 | 22.2 |
| International LNG | 40,973 | 27,837 | 47.2 |
| Retail supply (GWh) | 13,523 | 12,489 | 8.3 |
| Gas transportation – EMPL³ (GWh) | 36,081 | 28,713 | 25.7 |

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

² Installed Capacity Equivalent Interruption Time.

³ Maghreb-Europe gas pipeline.

Electricity business

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--------------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Electricity generated (GWh) | 11,931 | 11,498 | 3.8 |
| Spain | 7,197 | 7,275 | -1.1 |
| Generation | 6,327 | 6,544 | -3.3 |
| Hydroelectric | 1,277 | 465 | - |
| Nuclear | 1,231 | 1,225 | 0.5 |
| Coal | 804 | 1,669 | -51.8 |
| CCGT | 3,015 | 3,185 | -5.3 |
| Renewables and Cogeneration | 870 | 731 | 19.0 |
| Global Power Generation (GPG) | 4,734 | 4,223 | 12.1 |
| Mexico (CCGT) | 4,179 | 3,691 | 13.2 |
| Mexico (wind) | 238 | 223 | 6.7 |
| Brazil (solar) | 30 | - | - |
| Costa Rica (hydroelectric) | 57 | 79 | -27.8 |
| Panama (hydroelectric) | 19 | 18 | 5.6 |
| Dominican Republic (oil-fired) | 211 | 212 | -0.5 |
| Installed capacity (MW) | 15,528 | 15,306 | 1.5 |
| Spain | 12,716 | 12,716 | - |
| Generation | 11,569 | 11,569 | - |
| Hydroelectric | 1,954 | 1,954 | - |
| Nuclear | 604 | 604 | - |
| Coal | 2,010 | 2,010 | - |
| CCGT | 7,001 | 7,001 | - |
| Renewables and Cogeneration | 1,147 | 1,147 | - |
| Global Power Generation (GPG) | 2,812 | 2,590 | 8.6 |
| Mexico (CCGT) | 2,189 | 2,035 | 7.6 |
| Mexico (wind) | 234 | 234 | - |
| Brazil (solar) | 68 | - | - |
| Costa Rica (hydroelectric) | 101 | 101 | - |
| Panama (hydroelectric) | 22 | 22 | - |
| Dominican Republic (oil-fired) | 198 | 198 | - |

2. Analysis of consolidated results

The main details of the income statement are as follows:

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|---|-------|-------|-------|
| Net sales | 6,406 | 6,089 | 5.2 |
| EBITDA | 1,053 | 1,025 | 2.7 |
| Amortisation, provisions and impairment expenses | -625 | -438 | 42.7 |
| Operating income (EBIT) | 428 | 587 | -27.1 |
| Net financial income | -160 | -177 | -9.6 |
| Profit/(loss) of entities recognised by the equity method | 15 | - | - |
| Income tax expense | -97 | -90 | 7.8 |
| Income from discontinued operations | 188 | 46 | - |
| Non-controlling interests | -54 | -68 | -20.6 |
| Net income | 320 | 298 | 7.4 |

IFRS 9 "Financial instruments" came into force on 1 January 2018; it mainly affects the treatment of transactions to modify financial liabilities and introduces a new approach to impairment of financial assets based on expected credit losses; IFRS 15 "Revenue from contracts with customers", which affects the recognition of costs directly related to obtaining contracts with customers, also came into force on that date. Their application had a not significant impact (decrease of €17 million on equity as of 1 January 2018). Note 3.2 in the consolidated annual financial statements includes a detail of the impacts as at 1 January 2018. In the first quarter of 2018 they resulted in the recognition of €11 million intangible for contract obtainment costs and an €8 million increase in amortisation of intangible assets.

2.1. Changes in consolidation scope and other material transactions

2018

Once the Italian competition authorities had given their approval, the sale of the gas distribution and the gas supply companies was completed on 1 February 2018 and 22 February 2018 respectively for a sale price of €736 million. The two transactions produced €168 million in net capital gains under the "Income from discontinued operations" caption. The assignment of the long-term supply contract of 11 TWh/year for an amount of €30 million, of which €20 million should be paid in 2021 after the Trans Adriatic Pipeline (TAP) expected start of operations, has been completed on 18 April 2018.

On 19 March 2018, Gas Natural Fenosa, through subsidiary Global Power Generation, agreed to acquire two solar photovoltaic projects in Brazil from Canadian Solar Inc. subject to certain conditions precedent, one of which is approval by the Brazilian competition authorities. The development of these projects (Guimaranía I and Guimaranía II), located in the state of Minas Gerais, will require approximately €95 million of investment; they total 83 MW of capacity and are expected to come into operation in the fourth quarter of 2018.

On 19 March 2018, having obtained the approval of the competition authorities, Gas Natural Fenosa signed the agreement to sell a minority 20% stake in the company Holding de Negocios de Gas, S.A., which owns the gas network assets in Spain, to a consortium of long-term infrastructure investors comprising Allianz Capital Partners and Canada Pension Plan Investment Board, for €1,500 million. According to the terms of the agreement, Gas Natural Fenosa maintains the control of Holding de Negocios de Gas, S.A. and, therefore, is accounted as an equity transaction resulting in an increase in reserves of approximately €1.000 million.

2017

As of 31 December 2017, the following business were considered as available-for-sale non-current assets, and therefore classified as “Non-current assets available for sale” and “Liabilities linked to non-current assets available for sale”:

- › Gas distribution and supply in Italy, from 13 October 2017.
- › Gas distribution in Colombia, from 17 November 2017.
- › Electricity distribution in Moldova, from 31 December 2017.
- › Electricity generation in Kenya, from 31 December 2017.

Additionally, all these businesses were considered as discontinued operations and its 2017 and 2016 income and expenses reclassified under the caption “Income from discontinued operations”.

2.2. Analysis of results

2.2.1. Net sales

Net sales totalled €6,406 million in the first quarter of 2018, a 5.2% increase with respect to the same period of the previous year, due basically to higher volumes and prices in the gas business compared with the same period of the previous year.

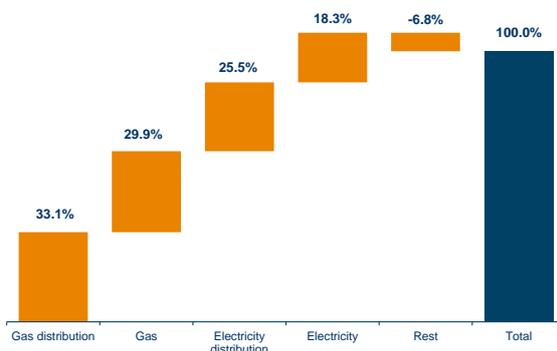
2.2.2. EBITDA and EBIT

Consolidated EBITDA increased by €28 million in the first quarter of 2018, to €1,053 million, a 2.7% increase with respect to the same period of the previous year, due to better businesses performance, particularly gas.

Recurrent EBITDA in the first quarter of 2018 amounts to €1,107 million, considering €14 million of severance expenses as well as €40 million of one-off items in Chile (€32 millions), Mexico (€3 million) and others (€5 million), a 7.8% increase with the respect to the first quarter of 2017 (€1,027 million considering €14 million of restructuring costs and €7 million of natural disasters offset by €19 million of credit notes).

Foreign currency fluctuations in consolidation had a negative impact on EBITDA in the first quarter of 2018 amounting to €43 million with respect to the same period of 2017, mainly due to depreciation by the US dollar, Brazilian real and the Chilean peso.

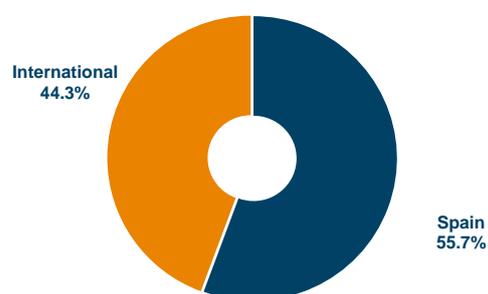
Contribution to EBITDA by business



The chart illustrates the business lines' contributions to consolidated EBITDA, showing its degree of diversification, including a notable contribution by gas distribution (33.1%), followed by the gas business (29.9%), electricity distribution (25.5%), and the electricity business (18.3%).

Contribution to EBITDA by geography

EBITDA from activities in Spain increases by 6.5% to account for 55.7% of the consolidated total. EBITDA from international operations fell by 1.7% and declined as a share of the consolidated total to 44.3% compared with a 46.3% same period last year.



Depreciation and amortisation charges and impairment losses in 1Q18 amounted to €596 million, a 45.4% increase with respect to the same period of the previous year, due to recognition of an impairment of €170 million for preliminary

adjustments to carrying amounts as a result of the potential divestment or discontinuation of various businesses in the framework of optimising the portfolio of activities and geographies, and to the €8 million increase in amortisation charges as a result of capitalisation as intangible assets of contract obtaining costs in applying IFRS 15.

Provisions for bad debts amounted to €29 million, compared with €28 million in the same period of the previous year.

EBIT in the first quarter of 2018 declined by €159 million (27.1%) with respect to the same period of the previous year, to €428 million, due to the aforementioned impairment.

2.2.3. Financial result

The breakdown of the financial result is as follows:

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 |
|--|-------------|-------------|
| Cost of net financial debt | -138 | -160 |
| Other financial expenses/revenues | -26 | -20 |
| Financial income - Costa Rica ¹ | 4 | 3 |
| Net financial income | -160 | -177 |

¹ The Costa Rica generation concessions are accounted for as finance leases in accordance with IFRIC 12.

The cost of net financial debt in the first quarter of 2018 was €138 million, i.e. lower than in the same period of the previous year due to lower rates on new issues used to refinance maturing debt or redeem bonds, as well as bank debt cancellations.

The average cost of gross financial debt is 3.0%, and 84% of debt is at fixed rates.

2.2.4. Equity-accounted affiliates

Equity-accounted affiliates contributed €15 million in earnings in the first quarter of 2018 (no contribution in the same period of the previous year) due to the reduction in the negative contribution by the Union Fenosa Gas subgroup and the positive contribution by Ecoeléctrica in Puerto Rico and by other holdings (Chile and renewables).

2.2.5. Income tax

The effective tax rate as of 31 March 2018 amounted to 34.6% compared with 21.5% of the same period of the previous year. Excluding the non-recurrent impairment accounted impact of €170 million, non-tax deductible, the effective tax rate will be 21.5% based on the best estimate of the effective tax rate for the full year, equal to that of the same period of the previous year.

2.2.6. Income from discontinued operations

In the first quarter of 2018, income from discontinued operations amounted to €188 million (€46 million in the first quarter of 2017), corresponding to Italy (€174 million which include net capital gains of €168 million), gas distribution in Colombia (€6 million), electricity distribution in Moldova (€7 million) and electricity generation in Kenya (€1 million).

2.2.7. Non-controlling interest

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

Income attributed to non-controlling interests amounted to €-54 million in 1Q18, i.e. less than the €-68 million registered in the same period of the previous year.

2.2.8. Net income

Net income amounted to €320 million, an increase of 7.4% with respect to the same period of the same period previous year.

Recurrent Net income amounted to €324 million in the first quarter of 2018 including the non-recurrent impacts in EBITDA as well as capital gains of Italian businesses sale (€168 million) offset by impairment expenses (€170 million), a 32.8% increase compared with the same period previous year (€244 million including €54 million of non-recurrent impacts in EBITDA, non-controlling interest effect due to the 20% sale of Nedgia as well as income from discontinued operations).

3. Balance sheet and cash flow

The key balance sheet figures are as follows:

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|---|--------|--------|-------|
| Property, plant and equipment and intangible assets | 32,429 | 34,463 | -5.9 |
| Net interest-bearing debt | 13,030 | 15,464 | -15.7 |
| Equity | 19,942 | 19,329 | 3.2 |
| Attributable equity | 15,926 | 15,512 | 2.7 |

3.1. Investments

The breakdown of net investments by type is as follows:

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % | |
|---|---------------|------------|-------------|--|
| Capital expenditure and intangible assets | 533 | 320 | 66.6 | Investments in property, plant and equipment and intangible assets amounted to €533 million in 1Q18, a 66.6% increase with respect |
| Financial investments | - | 12 | - | - to the same period of the previous year, due |
| Total gross investments | 533 | 332 | 60.5 | to recognition of a new LNG tanker under |
| Disposals and others | -2,250 | -11 | - | finance lease (€185 million) in March 2018. |
| Total net investments | -1,717 | 321 | - | - Excluding the LNG tanker, capital expenditure would have increased by 8.8%. |

Disposals and others include the proceeds from the business in Italy amounting to €736 million and from de sale of a non-controlling 20% stake in Holding Negocios de Gas, S.A. (€1,500 million).

Capital expenditure and intangible assets, by activity

| (€ Mn) | 1Q18 | % contribution | 1Q17 | % contribution | % variation |
|--|------------|----------------|------------|----------------|-------------|
| Gas Distribution | 118 | 22.1 | 107 | 33.4 | 10.3 |
| Spain | 33 | 6.2 | 42 | 13.1 | -21.4 |
| Latin America | 85 | 15.9 | 65 | 20.3 | 30.8 |
| Electricity Distribution | 115 | 21.6 | 128 | 40.0 | -10.2 |
| Spain | 41 | 7.7 | 42 | 13.1 | -2.4 |
| Latin America | 74 | 13.9 | 86 | 26.9 | -14.0 |
| Gas | 191 | 35.8 | 9 | 2.8 | - |
| Infrastructure | - | - | 2 | 0.6 | - |
| Supply | 191 | 35.8 | 7 | 2.2 | - |
| Electricity | 103 | 19.3 | 62 | 19.4 | 66.1 |
| Spain | 44 | 8.3 | 23 | 7.2 | 91.3 |
| International | 59 | 11.1 | 39 | 12.2 | 51.3 |
| Others | 6 | 1.1 | 14 | 4.4 | -57.1 |
| Total capital expenditure and intangible assets | 533 | 100.0 | 320 | 100.0 | 66.6 |

The gas business represented 35.8% of the consolidated total since it added a new LNG tanker under finance lease in March 2018 (€185 million).

Gas distribution accounted for 22.1% of the consolidated total, an increase of 10.3% with respect to the same period of the previous year. Gas distribution in Latin America accounted for 15.9% of the consolidated total, having increased by 30.8% year-on-year, basically because of higher investment in Chile.

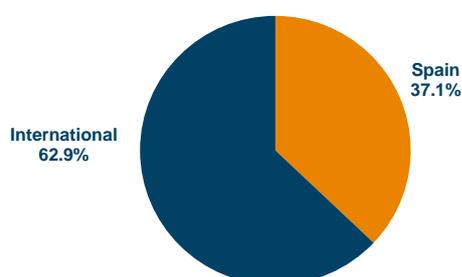
The electricity distribution business represented 21.6% of the consolidated total, down 10.2% with respect to the same period of the previous year. The electricity distribution business in Latin America accounted for 13.9% of total consolidated capital expenditure, having declined by 14.0%.

The electricity business accounts for 19.3% of the consolidated total. Capital expenditure in Spain increased by 91.3% with respect to the same period of the previous year, due to investment in new wind projects. Investment by GPG increased by 51.3%, mainly due to the development of wind projects in Australia.

Investment in property, plant and equipment and intangible assets, by region

Geographically, without considering the investment in the new LNG tanker under finance lease, investment in Spain increased by 9.3%, with a share of 37.1% of the total, compared with 36.9% of the same period of previous year.

International capital expenditure increased by 8.4% to account for 62.9% of the total (vs. 63.1% same period previous year).



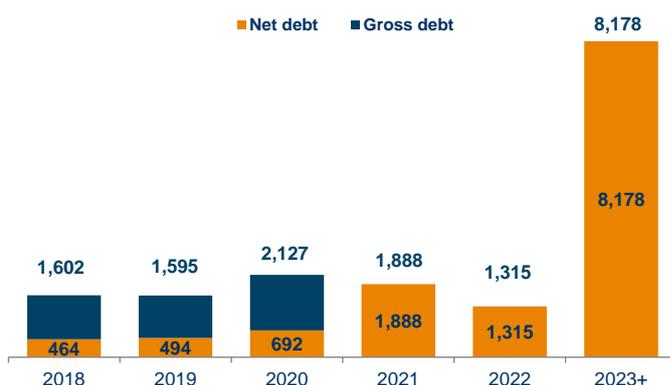
3.2. Debt and finances

3.2.1. Interest-bearing debt

As of 31 December 2018, net interest-bearing debt amounted to €13,031 million and leverage stood at 39.5% (€15,464 million and 44.4%, respectively, as of 31 March 2017).

The net debt/EBITDA ratio was 3.3 and EBITDA/cost of net financial debt was 7.6 as of 31 March 2018.

Maturity of gross financial debt (€ Mn)

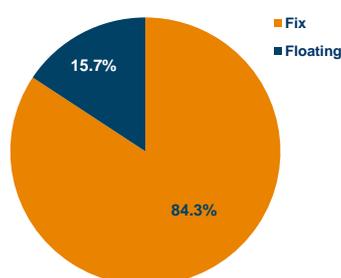


A total of 92.6% of net interest-bearing debt matures in or after 2020. The average term of the debt is 6.4 years.

The figure shows Gas Natural Fenosa's net and gross debt maturity calendar as of 31 March 2018. Gross debt amounted to €16,705 million.

Of the net interest-bearing debt, 4.2% is short term and 95.8% is long term.

Structure of net interest-bearing debt



Net interest-bearing debt structure, having consideration for the impact of financial hedges, is most at fixed rates (84.3%).

The breakdown of net interest-bearing debt by currency as of 31 March 2018, in absolute and relative terms, is as follows:

| (€ Mn) | 31/03/18 | % |
|----------------------------------|---------------|--------------|
| EUR | 10,247 | 78.6 |
| CLP | 1,683 | 12.9 |
| USD | 489 | 3.8 |
| MXN | 299 | 2.3 |
| BRL | 280 | 2.1 |
| Others | 33 | 0.3 |
| Net interest-bearing debt | 13,031 | 100.0 |

3.2.2. Liquidity

As of 31 March 2018, cash and cash equivalents together with available bank finance totalled €10,941 million, providing the company with sufficient liquidity to cover its debt maturities for more than 24 months, with the following breakdown:

| Liquidity sources (€ Mn) | Limit | Drawn | Undrawn |
|---------------------------|--------------|------------|---------------|
| Committed credit lines | 7,253 | 225 | 7,028 |
| Uncommitted credit lines | 494 | 234 | 260 |
| Undrawn loans | 42 | - | 42 |
| Cash and cash equivalents | - | - | 3,611 |
| Total | 7,789 | 459 | 10,941 |

Additionally, as of 31 March 2018, the company had €6,394 million available in the form of shelf registrations for financial instruments, including €4,373 million in the Euro Medium Term Notes (EMTN) programme, €500 million in the Euro Commercial Paper (ECP) programme, and a combined €1,521 million in the stock market certificates programmes on the Mexico Stock Exchange, the commercial paper programme on the Panama Exchange, the marketable bonds programme in Argentina and the bond lines in Chile.

3.2.3. Main financial transactions

In January 2018 Gas Natural Fenosa issued €850 million in 10-year bonds with a 1.5% coupon, the proceeds from which were used to tender for €916 million in bonds maturing between 2019 and 2023. Likewise, in the first quarter of 2018 two bonds amounting 1,099 and an average coupon of 4.59% have matured.

On the other hand, in March 2018 Gas Natural Mexico issued €152 million in 3-year bonds with a floating coupon of TIIE plus 0.40% and 7-years bonds with an 8.89% coupon.

In the first quarter of 2018, loans amounting to USD 465 million and €500 million were repaid.

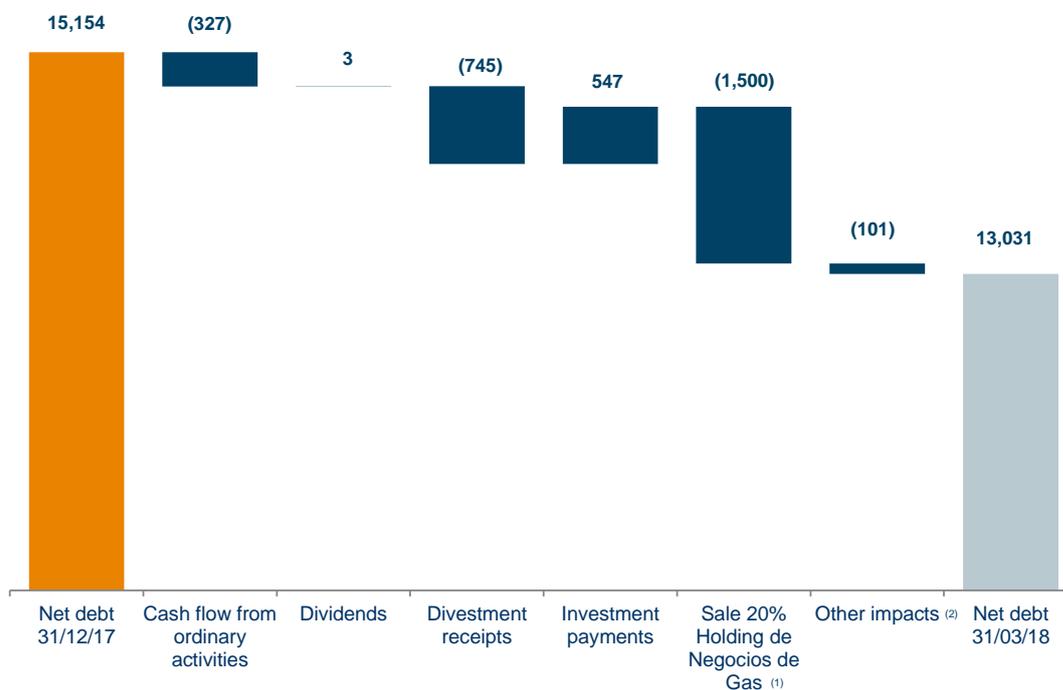
3.2.4. Credit rating

In the last months rating agencies have reviewed and maintain Gas Natural Fenosa' credit rating (review dates: 16/03/2018 for Standard & Poor's, 16/02/2018 for Moody's and 27/11/2017 for Fitch). The accompanying table shows the credit rating of Gas Natural Fenosa's long-term and short-term debt:

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

3.3. Cash flows

The cash flow and reconciliation of net interest-bearing debt in the first quarter of 2018 are as follows:



(1) Includes proceeds from the sale of a non-controlling stake of 20% in Holdign de Negocios de Gas, S.A.

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

3.4. Shareholders' equity

The Board of Directors will propose to the Ordinary Shareholders' Meeting that it allocate €1,001 million out of 2017 income to dividends, the same amount as the previous year. That represents a dividend of €1 per share and a pay-out of 73.6%, i.e. a dividend yield of 5.2% based on the share price on 31 December 2017 (€19.25).

The €0.330 interim dividend out of 2017 income was paid entirely in cash on 27 September.

As of 31 March 2018 Gas Natural Fenosa's shareholders' equity totalled €19,942 million. Of that total, €15,926 million is attributable to Gas Natural Fenosa.

4. Analysis of results by activity

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

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

4.1. Gas distribution

4.1.1. Spain

This area includes gas distribution and transportation regulated activities as well as those non-regulated activities that are charged to the distribution system (meter rental, customer connections, etc.) and the piped liquefied petroleum gas (LPG) business.

4.1.1.1. Results

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|------------|------------|-------------|
| Net sales | 307 | 332 | -7.5 |
| Purchases | -22 | -36 | -38.9 |
| Net personnel expenses | -19 | -19 | - |
| Other revenues and expenses | -52 | -52 | - |
| EBITDA | 214 | 225 | -4.9 |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -74 | -76 | -2.6 |
| Change in operating provisions | - | - | - |
| Operating income | 140 | 149 | -6.0 |

Net sales in the gas distribution business amounted to €307 million, i.e. €25 million less than the previous year, due basically to the LPG business because portfolio the reduction in customer numbers (lower sale and purchase volume due to conversion to natural gas) and to the lower meter rental revenues due to application of the price reduction under Order ETU/1283/2017, of 22 December 2017, in force since January 2018.

Purchases were affected by the lower volumes in the LPG business mentioned before.

These factors, coupled with the positive impact of efficiency measures on operating expenses, resulted in a 4.9% reduction in EBITDA.

4.1.1.2. Main aggregates

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

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|-------------------------------------|--------|--------|------|
| Gas sales - TPA (GWh) | 58,753 | 56,658 | 3.7 |
| LPG sales (ton) | 59,540 | 63,822 | -6.7 |
| Distribution network (km) | 53,562 | 52,828 | 1.4 |
| Change in connection points ('000) | 11 | 5 | - |
| Connection points ('000) (at 31/03) | 5,382 | 5,318 | 1.2 |

Regulated gas sales increased by 3.7% (+2,095 GWh).

Demand growth was concentrated in the residential market. Growth far outstripped the same period of the previous year: +14% (+2,707 GWh) due to favourable weather conditions in March, which was the coldest in 15 years.

The decline in LPG sales was due to a reduction in the number of consumer using this fuel as a result of the shift to natural gas.

The distribution network expanded by 734 km in the last 12 months.

4.1.2. Latin America

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

4.1.2.1. Results

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|------------|------------|-------------|
| Net sales | 721 | 820 | -12.1 |
| Purchases | -493 | -595 | -17.1 |
| Net personnel expenses | -29 | -27 | 7.4 |
| Other revenues and expenses | -64 | -63 | 1.6 |
| EBITDA | 135 | 135 | - |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -40 | -40 | - |
| Change in operating provisions | -6 | -4 | 50.0 |
| Operating income | 86 | 91 | -2.2 |

Revenues declined by 12.1% to €721 million due to performance by the main Latin American currencies.

EBITDA in Latin America, by country

| | 1Q18 | 1Q17 | variation | currency effect | adjusted variation |
|--------------|------------|------------|-----------|-----------------|--------------------|
| Argentina | 12 | -6 | - | 2 | - |
| Brazil | 51 | 57 | -10.5% | -9 | 5.3% |
| Chile | 29 | 37 | -21.6% | -4 | -10.8% |
| Mexico | 44 | 48 | -8.3% | -3 | -2.1% |
| Peru | -1 | -1 | - | - | - |
| Total | 135 | 135 | - | -14 | 10.4% |

EBITDA amounted to €135 million, in line with the same period last year despite currency performance. Excluding the effect of currency fluctuations, EBITDA would have increased by 10.4%.

Brazil contributed 37.8% of total EBITDA. Adjusting for the currency effect, EBITDA would have increased by 5.3%, basically as a result of higher sales in the residential-commercial market (+4.9%).

Mexico accounted for 32.6% of total EBITDA in this business. Excluding the currency effect, EBITDA would have declined by 2.1%. This decrease occurred despite growth in sales, and was due to transitory negative effects of the change in the methodology of measuring gas with the supplier, implemented last year, which resulted in inaccuracies in measurements and in gas cost pass-through; once the issue had been resolved, there was a negative impact of €-3 million in the first quarter of 2018 which will be recovered via pass-through to the tariff in April-June. Additionally, there were regularisations in the amount of €-3 million in connection with sales last year. Excluding these atypical effects, EBITDA in Mexico would have amounted to €50 million, a +10.4% increase at constant exchange rates.

Chile contributed €29 million in EBITDA (-10.8% at constant exchange rates), basically as a result of lower wholesale supply margins due to Brent increased not applicable to sale prices as well as higher operation

and maintenance costs, and accounted for 21.5% of total EBITDA in Latin America. Gas distribution contributed €15 million of that EBITDA figure, and gas procurement and supply contributed €14 million.

EBITDA in Argentina amounted to €12 million, much higher than in the same period of the previous year, following the entry into force of the two first stages of the new tariff table on 1 April 2017 and 1 December 2017. Additionally, on 1 April 2018 the entry in force of the last stage of that tariff is foreseen.

EBITDA in gas distribution in Latin America includes €6 million from energy services (€3 million in 2016).

4.1.2.2. Main aggregates

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|-------------------------------------|--------|--------|------|
| Gas activity sales (GWh) | 56,628 | 55,562 | 1.9 |
| Gas sales | 27,680 | 28,573 | -3.1 |
| TPA | 28,948 | 26,989 | 7.3 |
| Distribution network (km) | 63,144 | 61,183 | 3.2 |
| Change in connection points ('000) | 42 | 45 | -6.7 |
| Connection points ('000) (at 31/03) | 5,162 | 4,956 | 4.2 |

The main physical aggregates by country in 1Q18 are as follows:

| | Chile | | | | | | Total |
|-------------------------------------|-----------|--------|--------------|---------|--------|------|--------|
| | Argentina | Brazil | Distribution | Supply* | Mexico | Peru | |
| Gas activity sales (GWh) | 14,963 | 16,375 | 10,274 | 1,594 | 13,418 | 4 | 56,628 |
| Change vs. 1Q17 (%) | -0.1 | -1.2 | 7.6 | -8.2 | 5.5 | - | 1.9 |
| Distribution network (km) | 25,882 | 7,588 | 7,287 | - | 22,080 | 307 | 63,144 |
| Change vs. 31/03/2017 (km) | 167 | 261 | 256 | - | 970 | 307 | 1,961 |
| Connection points ('000) (at 31/03) | 1,655 | 1,100 | 606 | - | 1,794 | 7 | 5,162 |
| Change vs. 31/03/2017 ('000) | 19 | 54 | 18 | - | 108 | 7 | 206 |

* Does not include intercompany sales of 2,167 GWh.

There were a total of 5.162 million gas distribution customers as of 31 December 2017. Customer numbers increased by 206 thousand year-on-year, notably in Mexico.

Sales in the gas activity in Latin America, which includes both gas sales and TPA (third-party access) services, totalled 56,628 GWh, i.e. higher than in 2017, particularly due to higher sales in Mexico and Chile.

The gas distribution grid expanded by 1,961 km (+3.2%) in the last 12 months, to 63,144 km as of 31 March 2018. This expansion was driven mainly by Mexico (which added 970 km) and Peru (307 km).

Highlights in the region during the year:

- › The sales volume in Argentina was similar to the same period of the previous year. Growth in the industrial (+27%) and residential-commercial (+4%) segments offset declines in sales of natural gas for vehicles (-19%) and TPA (-2%).

Net growth in customer numbers declined by -11% year-on-year, basically because of an increase in disconnected points (+19%) because disconnection activities suffered delays in the first quarter of 2017.

- › In Brazil, gas sales expanded in the residential-commercial (+4.9%) and natural gas for vehicles (+7.0%) markets, the latter because gas natural is more competitive than liquid fuels and also because of the larger number of vehicle conversions. Sales for power generation and TPA declined (-4%) as thermal plant dispatching was reduced as a result of rising water levels in reservoirs.

Net customer numbers in the residential-commercial market increased by 17% in the first quarter of 2018 due to lower churn (-23%).

- › In Mexico, sales volumes increased by 5.5% year-on-year due to growth in the residential-commercial market and in TPA. That increase was accompanied by faster grid expansion, which added 970 km (+4.6%).

At the end of March 2018, there were 1,794 thousand customers (1,792 thousand residential-commercial), a 6.4% increase year-on-year. Additions of residential-commercial customers declined by -4.4%, mainly as a result of the revision of the commercial expansion plan to focus on more profitable zones such as Mexico City and some areas of Monterrey.

No customers have been connected in the new areas of Noroeste and Sinaloa since the gas pipeline has not been completed. This problem is expected to be resolved this year.

- › The number of supply connections in Chile increased by 18 thousand, including notably 3.2% growth in the residential-commercial segment with respect to the same period of 2017. Regarding gas sales, the strongest growth was observed in the industrial segment (4.7%) followed by the residential-commercial (2.8%), while there was a year-on-year decline in sales for electricity generation (-7.5%) and to sub-distributors (-66.9%) with respect to the first quarter of 2017.
- › Commercial operations commenced in Peru in November 2017 after Shell had commissioned the gas terminal. At the end of March 2018, there were 6,744 customers connected, of which 6,742 were in the residential-commercial segment.

4.2. Electricity distribution

4.2.1. Spain

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

4.2.1.1. Results

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|------------|------------|-------------|
| Net sales | 211 | 211 | - |
| Purchases | - | -1 | - |
| Net personnel expenses | -17 | -32 | -46.9 |
| Other revenues and expenses | -34 | -35 | -2.9 |
| EBITDA | 160 | 143 | 11.9 |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -59 | -56 | 5.4 |
| Change in operating provisions | - | -1 | - |
| Operating income | 101 | 86 | 17.4 |

The Ministerial Order on electricity tolls for 2018 (ETU/1282/2017) establishes that, until the approval of the remuneration for transmission and distribution for 2018 under the provisions of Royal Decree 1047/2013, of 27 December, and Royal Decree 1048/2013, of 27 December, the remuneration established in Order IET/981/2016 and Order IET/980/2016, which established the remuneration for electricity transmission and distribution companies for 2016, will be paid pro rata.

Net revenues amounted to €211 million, unchanged with respect to the same period of 2017, due to application of the aforementioned Ministerial Orders and to the accrual of investments that were brought into operation, considering also the adjustment to the finance percentage of the base, as published in the draft ministerial order covering the remuneration for distribution.

EBITDA amounted to €160 million in the first quarter of 2018, an 11.9% increase with respect to the same period of 2017, due to the positive impact of the reduction in personnel expenses (-46.9%) as a result of business efficiency measures implemented in 2017.

4.2.1.2. Main aggregates

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|-------------------------------|-------|-------|-------|
| Electricity sales - TPA (GWh) | 8,192 | 8,195 | - |
| Connections ('000) (at 31/03) | 3,726 | 3,707 | 0.5 |
| ICEIT (minutes) | 15 | 57 | -73.7 |

Energy supplied was in line with the same period of the previous year. Domestic demand amounted to 64,979 GWh in the first quarter, a 2.8% increase, according to figures from Red Eléctrica de España (REE).

The number of supply connections increased in 2018, by 5,076.

Despite improvement if compared with the first quarter of 2017, ICEIT was penalised in the first quarter of 2018 mainly by storms in March. The first quarter of 2017 was severely affected by major storms (Jurgen, Kurt and Leiv) in Galicia.

As of 31 March 2017, smart meters accounted for 97% of the total, and 95% of meter readings were being performed on a remote basis. The plan is to achieve 100% smart meters and remote readings in the residential market by 31 December 2018, as required by law. Nevertheless, in accordance with Order ETU 1282/2017, from 1 January 2019, electricity distribution companies are allowed to have up to 2% of their meters without upgrading provided that this is due to causes not attributable to the companies themselves, which must be duly supported and accepted by the National Markets and Competition Commission.

4.2.2. Latin America

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

4.2.2.1. Results

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|------------|------------|--------------|
| Net sales | 771 | 873 | -11.7 |
| Purchases | -575 | -666 | -13.7 |
| Net personnel expenses | -35 | -34 | 2.9 |
| Other revenues and expenses | -53 | -58 | -8.6 |
| EBITDA | 108 | 115 | -6.1 |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -35 | -32 | 9.4 |
| Change in operating provisions | -9 | -5 | 80.0 |
| Operating income | 64 | 78 | -17.9 |

EBITDA in Latin America, by country

| | 1Q18 | 1Q17 | variation | currency effect | adjusted variation |
|--------------|------------|------------|--------------|-----------------|--------------------|
| Argentina | 5 | 5 | - | -1 | 20.0% |
| Chile | 79 | 82 | -3.7% | -5 | 2.4% |
| Panama | 24 | 28 | -14.3% | -4 | - |
| Total | 108 | 115 | -6.1% | -10 | 2.6% |

EBITDA in the electricity distribution business in Latin America totalled €108 million, a 6.1% decline year-on-year due to currency fluctuations. Excluding the currency effect, EBITDA would have increased by 2.6%.

EBITDA from the Panama business amounted to €24 million in the first quarter of 2018, in line with the first quarter of 2017 excluding the currency effect. This performance was due basically to atypical effects such as revenues collected in 2017 for tariff deviations that occurred in 2015 and 2016. Excluding one-time effects, EBITDA would have increased by 6.4%.

EBITDA in Chile and Argentina (CGE) amounted to €84 million, a €3 million decrease due to exchange rates performance.

4.2.2.2. Main aggregates

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|-------------------------------------|-------|-------|------|
| Electricity activity sales (GWh) | 5,745 | 5,680 | 1.1 |
| Electricity sales | 5,007 | 5,302 | -5.6 |
| TPA | 738 | 378 | 95.2 |
| Connection points ('000) (at 31/03) | 3,755 | 3,650 | 2.9 |

Electricity sales totalled 5,745 GWh, an increase of 1.1%.

The main physical aggregates by country in 1Q18 are as follows:

| | Argentina | Chile | Panama | Total |
|-------------------------------------|-----------|-------|--------|-------|
| Electricity activity sales (GWh) | 541 | 3,950 | 1,254 | 5,745 |
| Change vs. 1Q17 (%) | -3.0 | 1.6 | 1.5 | 1.1 |
| Connection points ('000) (at 31/03) | 230 | 2,875 | 650 | 3,755 |
| Change vs. 31/03/2017 ('000) | 7 | 70 | 28 | 105 |

Sales in Panama increased by +1.5% year-on-year. Weather in the first quarter of 2018 was similar to the previous year, with temperatures below the 15-year average.

Electricity transmission in Chile

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--------------------------------------|-------|-------|-----|
| Electricity transmitted (GWh) | 3,891 | 3,875 | 0.4 |
| Transmission network (km) (at 31/03) | 3,528 | 3,528 | - |

Electricity transmission in Chile amounted to 3,891 GWh aligned with the same period previous year.

4.3. Gas

4.3.1. Infrastructure

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

4.3.1.1. Results

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|-----------|-----------|--------------|
| Net sales | 80 | 86 | -7.0 |
| Purchases | - | - | - |
| Net personnel expenses | -1 | -1 | - |
| Other revenues and expenses | -6 | -4 | 50.0 |
| EBITDA | 73 | 81 | -9.9 |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -16 | -13 | 23.1 |
| Change in operating provisions | - | - | - |
| Operating income | 57 | 68 | -16.2 |

Net revenues in the Infrastructure business totalled €80 million in the first quarter of 2018, a 7.0% decline year-on-year.

EBITDA declined by 9.9% year-on-year to €73 million due to the negative impact of the USD exchange rate (€-11 million). But for that effect, EBITDA would have increased by 3.7% year-on-year.

4.3.1.2. Main aggregates

The main aggregates in international gas transportation are as follows:

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|-------------------------------|--------|--------|------|
| Gas transportation-EMPL (GWh) | 36,081 | 28,713 | 25.7 |
| Portugal-Morocco | 10,089 | 10,373 | -2.7 |
| Spain (Gas Natural Fenosa) | 25,992 | 18,340 | 41.7 |

The gas transportation activity conducted in Morocco through companies EMPL and Metragaz represented a total volume of 36,081 GWh, 25.7% more than in the same period last year. Of that figure, 25,992 GWh were shipped for Gas Natural Fenosa through Sagane and 10,089 GWh for Portugal and Morocco.

Gas Natural Fenosa owns 14.9% of Medgaz, the company that owns and operates the Algeria-Europe subsea gas pipeline connecting Beni Saf with the Almería coast in Spain (capacity: 8 bcm/year). That capacity is associated with a supply contract amounting to 0.8 bcm/year. A total of 2,383 GWh were shipped via the Medgaz pipeline for Gas Natural Fenosa in 1Q18.

The company currently has 916 GWh of company-owned gas storage capacity. A number of works (pipeline replacement and initial well drilling) have been completed on one of the projects to increase storage capacity, as part of the exploration, production and storage projects that Gas Natural Fenosa plans for the Guadalquivir Valley in the coming years. The other four projects are at various stages of the permit process.

4.3.2. Supply

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

4.3.2.1. Results

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|------------|------------|-------------|
| Net sales | 3,448 | 3,009 | 14.6 |
| Purchases | -3,136 | -2,791 | 12.4 |
| Net personnel expenses | -21 | -19 | 10.5 |
| Other revenues and expenses | -49 | -57 | -14.0 |
| EBITDA | 242 | 142 | 70.4 |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -28 | -19 | 47.4 |
| Change in operating provisions | -6 | -10 | -40.0 |
| Operating income | 208 | 113 | 84.1 |

Net revenues amounted to €3,448 million, a 14.6% increase with respect to last year. EBITDA amounted to €242 million, 70.4% more than in the same period of the previous year due to an increase in International LNG volumes and improvement in residential margins.

EBITDA in the supply business includes €31 million from energy services (€24 million in the first quarter of 2017).

Increase in depreciation, amortisation and impairment expenses is due to IFRS 15 implementation that has result in €5 million higher amortisations.

4.3.2.2. Main aggregates

Wholesale supply

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

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|-----------|-----------|------|
| Gas supply (GWh) | 99,979 | 85,428 | 17.0 |
| Spain | 38,036 | 40,436 | -5.9 |
| Gas Natural Fenosa supply | 27,871 | 29,881 | -6.7 |
| Supply to third parties | 10,165 | 10,555 | -3.7 |
| International | 61,943 | 44,992 | 37.7 |
| Rest of Europe | 20,970 | 17,155 | 22.2 |
| International LNG | 40,973 | 27,837 | 47.2 |
| LNG tankers fleet capacity (m ³) | 1,286,849 | 1,095,532 | 17.5 |

Wholesale supply by Gas Natural Fenosa totalled 99,979 GWh, a 17.0% increase, basically due to the international business (+37.7%).

Gas Natural Fenosa supplied 38,036 GWh of gas to end customers in Spain, i.e. 5.9% less than in the same period of the previous year.

International gas supply amounted to 61.943 GWh in the first quarter of 2018, a 37.7% increase year-on-year, driven particularly by international LNG supply.

In the first quarter of 2018 Gas Natural Fenosa and Balearia signed the first permanent LNG bunkering contract for ships in Spain, which provides for exclusive supply over ten years and supply to the ports operated by Balearia.

The organised market in gas managed by MIBGAS set trading records in the first quarter of 2018 in WD (Within-Day), DA (Day-Ahead) and MA (Month-Ahead) contracts. Gas Natural Fenosa continues to be one of the most active players in this market.

In the first quarter of 2018, Gas Natural Fenosa participated in the auction for long-term underground storage capacity for the period from April 2018 to March 2019. Gas Natural Fenosa was awarded 8.5 TWh of capacity, i.e. 40% of the total capacity that was adjudicated.

Gas Natural Fenosa has a strong position in natural gas supply in Europe, with a presence in France, Belgium, Ireland, Luxembourg, Portugal, the Netherlands and Germany.

Sales in France in the first quarter of 2018 amounted to 13.6 TWh, to customers in a range of segments such as industry, local government and the public sector. Sales in Belgium, Luxembourg, the Netherlands and Germany in the same period amounted to 5.2 TWh.

Gas Natural Fenosa is also active in the wholesale market in Ireland, where it sold 0.5 TWh in 2018.

Gas Natural Fenosa is still Portugal's second-largest operator (and its largest foreign operator), with a market share of approximately 15%, and it sold 1.6 TWh there in the first quarter of 2018.

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

In line with its firm commitment to innovation, Gas Natural Fenosa has developed a unique system for transferring LNG. This patented system consists of a floating platform with a coupling system that is compatible with all LNG tankers. Called DirectLink, it makes it possible to supply LNG in remote or inaccessible locations where it was not previously feasible to use natural gas for economic or financial reasons.

Retail supply

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

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|-----------------------------------|--------|--------|------|
| Retail contracts ('000, at 30/09) | 11,669 | 11,711 | -0.4 |
| Energy contracts | 8,810 | 8,846 | -0.4 |
| Energy services contracts | 2,859 | 2,865 | -0.2 |
| Contracts per customer | 1.52 | 1.52 | - |
| Retail supply (GWh) | 13,523 | 12,489 | 8.3 |

In the retail market, Gas Natural Fenosa focuses on meeting its customers' energy needs. With a range of quality products and services, it has 11.7 million active gas, electricity and maintenance contracts.

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

With a strong focus on continued growth in the retail business, the company sells products and services throughout Spain, having signed 344 thousand new contracts in 2018.

In the residential market, Gas Natural Fenosa updates its product portfolio in order to offer electricity and natural gas tariffs that fit each customer's profile. New products meet customer needs in terms of usage, how they wish to pay, when they use energy and whether they are interested in consuming renewable energy, as well as enabling them to control their home comfort settings using smart devices connected to GNF's Customer Service Department.

Gas Natural Fenosa provides personalized price offers in the SME market. It also expands, updates and pursues flexibility in its product portfolio in order to match customer profiles as closely as possible through products indexed to electricity market prices, fixed-price products for business, and eco-type products.

In the SME segment, Gas Natural Fenosa distinguishes itself from competitors through its Energy Saving Service, which provides customers with recommendations on how to save by optimising their contractual power and conditions. It also works to enhance end-to-end management of the portfolio through personalised attention via a range of channels, including face-to-face customer care backed by agents from our Energy Class and Generalist platforms, depending on the customer's volume. Additionally, the portfolio of gas and electricity maintenance services for SMEs continues to expand, having attained 32,716 contracts.

The offering of services for residential and SME customers has enabled the company to increase the number of active contracts to 2.8 million, managed through the group's own operating platform with 128 associated firms connected via an online system. As a result of this performance, the portfolio of energy and services contracts in the retail segment increased in value.

Gas Natural Fenosa remains committed to innovation to meet the expectations of its clients as efficiently as possible, including new functionalities in all digital channels, such as the ability to buy services and receive customer care online; its online platform receives 6 million queries per year.

Gas Natural Fenosa continues to focus on developing natural gas service stations that are open to the public. In the first quarter of 2018, the company had 52 natural gas service stations, supplying both compressed and liquefied natural gas. A total of 29 stations are open to the public and 23 are private.

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

Unión Fenosa Gas

Gas supplied in Spain by Unión Fenosa Gas⁴ (equity accounted) amounted to 11,001 GWh in the first quarter of 2018, compared with 11,445 GWh in the first quarter of the previous year. Also, in the first quarter of 2018, 5,711 GWh of gas were traded in international markets, compared with 8,603 GWh traded in the first quarter of 2017.

⁴ Assuming 100%.

4.4. Electricity

4.4.1. Spain

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

4.4.1.1. Results

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|------------|------------|--------------|
| Net sales | 1,444 | 1,352 | 6.8 |
| Purchases | -1,129 | -1,029 | 9.7 |
| Net personnel expenses | -33 | -34 | -2.9 |
| Other revenues and expenses | -158 | -163 | -3.1 |
| EBITDA | 124 | 126 | -1.6 |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -113 | -112 | 0.9 |
| Change in operating provisions | -7 | -7 | - |
| Operating income | 4 | 7 | -42.9 |

Net revenues in the electricity business in Spain amounted to €1.444 million, 6.8% more than in the same period of the previous year, while EBITDA amounted to €124 million, 1.6% less than last year.

Market situation

Electricity demand in mainland Spain amounted to 66,020 GWh in the first quarter of 2018, an increase of 2.9% with respect to the same period of 2017, continuing the upward trend of the last eight quarters. Adjusting for temperatures and the calendar effect, growth would have been 2.0%.

The balance of international power flows was again a net import in physical terms: 1,904 GWh, 30% more than the 1,466 GWh imported in the same quarter of 2017. Consumption for pumped storage amounted to 1,373 GWh in the quarter, 3.3% more than in the year-ago quarter (1,329 GWh).

Net domestic power output amounted to 65,764 GWh, a 2.4% increase, in the first quarter of 2018.

Compared with the same quarter of 2017, renewable output increased by 22.1% and covered 44.9% of total demand in 1Q18, i.e. 7 percentage points more than in the year-ago quarter.

In terms of hydroelectric energy capability, the first quarter of 2018 was wet, with an exceedance probability of 31% when compared with the historical average; i.e. statistically, only 31 out of every 100 years would be wetter.

Non-renewable output fell by 9.7% year-on-year in 1Q18, with a decline in nuclear (-7.5%), coal-fired (-23.5%) and CCGT (-7.4%).

The thermal gap shrank by 17.7% in the quarter, achieving 20.2% coverage, i.e. 5 points less than in the same period of 2017.

The average price in the daily power generation market was €48.13/MWh, i.e. €7.46 less than in the same period of 2017 (€55.60).

As for other commodities, Brent crude rose from an average of \$61.26/bbl in the fourth quarter of 2017 to \$65.54/bbl (+7.0%) in the first quarter of 2018, maintaining the upward trend that commenced in July, and its monthly average in January was \$68.18/bbl, its highest level since November 2014. API 2, Europe's main coal price indicator, increased by \$1/ton in the quarter, from an average of \$93.57/ton in the fourth quarter of 2017 to \$94.56/ton in the first quarter of 2018, having risen steadily since May to reach practically a 6-year high in January, followed by a sharp decline. The price of CO₂ emission rights (EUAs on Bluenext) averaged €7.85/ton, 5.2% more than the €7.47/ton average in the fourth quarter of 2017, although March ended with an average of €11.55/ton, and the rising trend continued into early April, reaching levels not seen since mid-2011.

4.4.1.2. Main aggregates

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

Power generation capacity

| | 31/03/2018 | 31/03/2017 | % |
|-----------------------------|------------|------------|---|
| Installed capacity (MW) | 12,716 | 12,716 | - |
| Generation | 11,569 | 11,569 | - |
| Hydroelectric | 1,954 | 1,954 | - |
| Nuclear | 604 | 604 | - |
| Coal | 2,010 | 2,010 | - |
| CCGT | 7,001 | 7,001 | - |
| Renewables and Cogeneration | 1,147 | 1,147 | - |
| Wind | 979 | 979 | - |
| Small hydroelectric | 110 | 110 | - |
| Cogeneration and others | 58 | 58 | - |

Electricity generated and sold

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|-------|-------|----------|
| Electricity produced (GWh) | 7,197 | 7,275 | -1.1 |
| Generation | 6,327 | 6,544 | -3.3 |
| Hydroelectric | 1,277 | 465 | - |
| Nuclear | 1,231 | 1,225 | 0.5 |
| Coal | 804 | 1,669 | -51.8 |
| CCGT | 3,015 | 3,185 | -5.3 |
| Renewables and Cogeneration | 870 | 731 | 19.0 |
| Wind | 695 | 590 | 17.8 |
| Small hydroelectric | 157 | 122 | 28.7 |
| Cogeneration and others | 18 | 19 | -5.3 |
| Electricity sales (GWh) | 9,552 | 9,024 | 5.9 |
| Liberalised market | 8,019 | 7,484 | 7.1 |
| Small Consumer Voluntary Price System (PVPC) | 1,533 | 1,540 | -0.5 |
| Generation market share (%) | 17.4 | 17.1 | 0.3 p.p. |

Gas Natural Fenosa generated 7,197 GWh of electricity in mainland Spain in the first quarter of 2018, i.e. 1.1% less than in the same period last year. Of that figure, 6,327 GWh were from conventional sources, a 3.3% decline with respect to the same period of the previous year.

Conventional hydroelectric output totalled 1,277 GWh in the quarter, up 174.6% with respect to the same period of 2017; the increase was concentrated mainly in northern Spain.

Reservoirs in the Gas Natural Fenosa watersheds were at 50% of capacity, 33 points higher than at the beginning of the year and 12 points higher than 12 months earlier.

Nuclear output increased by 0.5% in 1Q18 compared with 1Q17.

Coal-fired output totalled 804 GWh in the quarter, i.e. less than half the 1,669 GWh figure registered in the same period of 2017. The utilisation rate of this technology was barely 11%.

CCGT output in the first quarter of 2018 totalled 3,015 GWh, 5.3% less than in the same period of 2017. The utilisation rate of this technology was 42%, almost double the industry average.

The market share of Gas Natural Fenosa's conventional power generation stood at 17.4% in the first quarter of 2018, 0.3 points more than in the year-ago quarter.

Emissions⁵ of CO₂ in the first quarter of 2018 from Gas Natural Fenosa's coal-fired power plants and CCGTs that are affected by the regulation governing greenhouse gas emission trading totalled 1.9 million tons (-0.8 million tons with respect to the same period of the previous year). That decrease was mainly due to coal-fired power plants, caused by lower utilisation as a result of greater precipitation and the use of renewable sources in the first quarter of 2018 in comparison with the previous year.

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

As for electricity supply, 9,724 GWh were sold in the first quarter of 2018, including sales in the liberalised market and under the last resort tariff, a 1.2% increase. The electricity supply portfolio is in line with Gas Natural Fenosa's strategy of maximising margins, optimising market share, and hedging against price variations in the electricity market.

In the area of renewables and cogeneration, Gas Natural Fenosa Renovables (GNFR) is completing construction of 8 of the 13 wind farms registered under the maximum quota of 450 MW authorised for the Canary Islands by the Ministry of Industry, Energy and Tourism in 2017. The eight plants under construction total 41 MW of capacity; they are waiting for Red Eléctrica de España to finish the power offtake infrastructure. Construction of another of those wind farms, with 4.7 MW of capacity, commenced in March 2018. This capacity will enjoy a special remuneration system, conditional upon it being commissioned by 31 December 2018.

Work continues to obtain the necessary authorisations for the wind and photovoltaic plants awarded to GNFR in the two auctions held by the Spanish government in 2017: 667 MW of wind and 250 MW of photovoltaic capacity; construction of the Merengue 40 MW wind farm has commenced; it will be the first wind farm in Extremadura.

Renewable and cogeneration output in the first quarter of 2018 (870 GWh) was higher than in the same period of 2017 (731 GWh). Wind output amounted to 695 GWh, compared with 590 GWh in the same period of 2017 (higher wind index); in the area of hydroelectricity, resumption of production by the Avia plant (following repairs to the water intake) and higher precipitation led to production amounting to 157 GWh, up from 122 GWh in the same period of 2017; cogeneration output in the first quarter of 2018 was slightly lower than in the same period of 2017 (18 GWh vs. 19 GWh) due to scheduled maintenance shutdowns in February 2018.

⁵ Greenhouse gases

4.4.2. International (GPG)

This area encompasses all of the Group's international power generation assets and holdings in Mexico, Puerto Rico, the Dominican Republic, Panama, Costa Rica, Brazil (commercial operation in September 2017) and the power generation projects in Australia and Chile, as well as assets operated for third parties via group company O&M Energy.

4.4.2.1. Results

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--|-----------|-----------|-------------|
| Net sales | 218 | 214 | 1.9 |
| Purchases | -126 | -119 | 5.9 |
| Net personnel expenses | -9 | -10 | -10.0 |
| Other revenues and expenses | -14 | -18 | -22.2 |
| EBITDA | 69 | 67 | 3.0 |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -27 | -29 | -6.9 |
| Change in operating provisions | - | - | - |
| Operating income | 42 | 38 | 10.5 |

GPG EBITDA in the first quarter of 2018 amounted to €69 million, up 3.0% year-on-year due basically to a higher EBITDA contribution from O&M Energy business, Costa Rica and Brazil, which was not operational in 1Q17, and despite an adverse currency effect (€-9 million, basically because of USD).

EBITDA by country

| | 1Q18 | 1Q17 | variation | currency effect | adjusted variation |
|--------------|-----------|-----------|-------------|-----------------|--------------------|
| Mexico | 59 | 63 | -6.3% | -8 | 6.3% |
| Other | 10 | 4 | - | -1 | - |
| Total | 69 | 67 | 3.0% | -9 | 16.4% |

EBITDA in Mexico decrease a -6.3% due to the currency effect. Excluding this effect, EBITDA increased by 6.3% because the contribution margin increased, basically due to higher surplus power, better availability and favourable trends in the contracts' benchmark indices.

The Bii Hioxo plant performed better than the first quarter of 2017 because of a higher wind index and a better reference price.

EBITDA in the Dominican Republic declined by 36.7% year-on-year due to lower margin in spot prices.

EBITDA in Brazil increased by more than 100% year-on-year since the production plant did not come into operation until 3Q17.

EBITDA in Costa Rica increased by over 100% as a result of the recovery of revenues for water not dispatched in the period October 2016 to December 2017.

4.4.2.2. Main aggregates

Power generation capacity

| | 31/03/2018 | 31/03/2017 | % |
|--------------------------------|------------|------------|-----|
| Installed capacity (MW) | 2,812 | 2,590 | 8.6 |
| Mexico (CCGT) | 2,189 | 2,035 | 7.6 |
| Mexico (wind) | 234 | 234 | - |
| Brazil (solar) | 68 | - | - |
| Costa Rica (hydroelectric) | 101 | 101 | - |
| Panama (hydroelectric) | 22 | 22 | - |
| Dominican Republic (oil-fired) | 198 | 198 | - |

Electricity generated

| | 1Q18 | 1Q17 | % |
|--------------------------------|-------|-------|-------|
| Electricity generated (GWh) | 4,734 | 4,223 | 12.1 |
| Mexico (CCGT) | 4,179 | 3,691 | 13.2 |
| Mexico (wind) | 238 | 223 | 6.7 |
| Brazil (solar) | 30 | - | - |
| Costa Rica (hydroelectric) | 57 | 79 | -27.8 |
| Panama (hydroelectric) | 19 | 18 | - |
| Dominican Republic (oil-fired) | 211 | 212 | -0.5 |

Availability factor (%)

| | 1Q18 | 1Q17 | var p.p. |
|--------------------------------------|-------|------|----------|
| Mexico (CCGT) | 98.5 | 91.3 | 7.2 |
| Costa Rica (hydroelectric) | 100.0 | 99.9 | 0.1 |
| Panama (hydroelectric and oil-fired) | 80.6 | 96.4 | -15.8 |
| Dominican Republic (oil-fired) | 93.3 | 93.0 | 0.3 |

Output from the CCGT plants in Mexico increased year-on-year as a result of the different schedule of maintenance shutdowns and greater sales of surplus energy, mainly by Norte Durango and Tuxpan, which began selling surplus power in February 2017. The capacity increase year-on-year was due to the recognition of additional capacity in the CCGT plants and the high fogging process implemented in Norte Durango in 2017. Maintenance carried out in previous years result in an increase in the availability factor as compared with the same period of previous year.

Wind power output by Bii Hioxo increased as a result of the higher wind index.

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

Output in Panama increased slightly year-on-year as a result of greater precipitation this year in the areas where the plants are located. The reduction in availability year-on-year is attributable to the damage to Unit 2 of the La Yeguada hydroelectric plant.

Output in the Dominican Republic was in line with the same period of 2017.

Gas Natural Fenosa's first photovoltaic project in Brazil entered commercial operation in September 2017: the Sobral I and Sertao I solar farms, with an installed capacity of 68 MW, are located in the Piauí region in northern Brazil.

Ecoelectrica

Ecoelectrica, the CCGT plant in Puerto Rico (equity accounted), contributed €13 million, lower than in the same period of 2017 (€15 million) as a result of the currency effect. Output in the first quarter of 2018 amounted to 598 GWh (100%), i.e. less than in the same period of 2017 (841 GWh) because the overhaul scheduled for the second half of 2018 was brought forward to February.

Regulatory disclosures

Summarised below are the regulatory disclosures to the Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) since 1 January 2018:

- Gas Natural Fenosa announces the dates scheduled for publishing its financial results in 2018 (disclosed 10 January 2018, registration number 260533).
- Gas Natural Fenosa discloses information on the tender offer for bonds (disclosed 16 January 2018, registration number 260680).
- Gas Natural Fenosa files an invitation to the presentation of earnings for 2017 (disclosed 18 January 2018, registration number 260764).
- Gas Natural Fenosa discloses the indicative results of the tender offer to holders of bonds issued by Gas Natural Capital Markets, S.A. and Gas Natural Fenosa Finance B.V. and guaranteed by Gas Natural SDG, S.A. (disclosed 23 January 2018, registration number: 260925).
- Gas Natural Fenosa discloses the final results of the tender offer to holders of bonds issued by Gas Natural Capital Markets, S.A. and Gas Natural Fenosa Finance B.V. and guaranteed by Gas Natural SDG, S.A. (disclosed 23 January 2018, registration number: 260940).
- Gas Natural Fenosa completes a €850 million bond issue (disclosed 29 January 2018, registration number: 261074).
- Gas Natural Fenosa reports that, following approval by the Italian competition authorities, it has completed the sale of its 100% stake in Nedgia to 2i Rete Gas, together with the sale of 100% of Gas Natural Italia, SpA (disclosed on 1 February 2018, registration number: 261214).
- Gas Natural Fenosa announces that it is bringing forward the presentation scheduled for 7 February 2018 to 11:00 (CET) (disclosed 2 February 2018, registration number: 261231).
- The Board of Directors of Gas Natural Fenosa appoints Mr. Francisco Reynés Massanet as Executive Chairman of the Board of Directors (disclosed 6 February 2017, registration number 261366).
- Gas Natural Fenosa publishes its 2017 results (disclosed 7 February 2018, registration number 261373).
- Gas Natural Fenosa files the presentation of earnings for 2017 (disclosed 7 February 2018, registration number 261378).
- Gas Natural SDG, S.A. discloses information on earnings for the second half of 2017 (disclosed 16 February 2018, registration number 261659).
- Gas Natural SDG, S.A. publishes its Annual Corporate Governance Report for 2017 (disclosed 16 February 2018, registration number 261660).
- Gas Natural SDG, S.A. publishes its Annual Report on Director Remuneration for 2017 (disclosed 16 February 2018, registration number 261661).
- Repsol discloses an agreement to sell 20% of the capital of Gas Natural SDG, S.A. to Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., a company controlled by funds advised by CVC (disclosed 22 February 2018, registration number 261846).
- Corporación Financiera Alba discloses details of the agreement to acquire an indirect stake in Gas Natural Fenosa (disclosed 22 February 2018, registration number 261857).

- Gas Natural Fenosa completes the sale of its 100% stake in Gas Natural Vendita Italia, SpA under the agreement to sell its companies and assets in Italy (disclosed 22 February 2018, registration number 261863).
- Gas Natural Fenosa announces changes in the Board of Directors (disclosed 22 February 2018, registration number 261901).
- Gas Natural Fenosa announces changes in the Board of Directors and its Committees (disclosed 6 March 2018, registration number 262596).
- Gas Natural Fenosa discloses the implementation of the Employee Share Ownership Plan for 2018 (disclosed 14 March 2018, registration number 262885).
- Gas Natural Fenosa announces the new dates scheduled for publishing its financial results in 2018 (disclosed 16 March 2018, registration number 262971).
- Gas Natural Fenosa, through subsidiary Global Power Generation, has agreed to acquire two solar photovoltaic projects in Brazil (disclosed 19 March 2018, registration number 263050).
- Gas Natural Fenosa announces that it has completed the sale of 20% of Holding de Negocios de Gas, S.A. (disclosed 19 March 2018, registration number 263066).
- Repsol discloses information about the agreement with Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. for the sale of 20% of the capital stock of Gas Natural SDG, S.A. (disclosed 23 March 2018, registration number 263260).
- Gas Natural Fenosa publishes the invitation to the 1Q18 earnings presentation (disclosed 13 April 2018, registration number 264043).

Annexes. Financial statements

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

Consolidated income statement

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 |
|--|--------------|--------------|
| Net sales | 6,406 | 6,089 |
| Procurement | -4,700 | -4,419 |
| Gross margin | 1,706 | 1,670 |
| Other operating revenues | 55 | 62 |
| Personnel expenses | -246 | -241 |
| Taxes other than income tax | -127 | -121 |
| Other operating expenses | -335 | -345 |
| EBITDA | 1,053 | 1,025 |
| Depreciation, amortisation and impairment expenses | -596 | -410 |
| Allocation to provisions | -29 | -28 |
| OPERATING INCOME | 428 | 587 |
| Financial result | -160 | -177 |
| Equity-accounted affiliates | 15 | - |
| INCOME BEFORE TAX | 283 | 410 |
| Income tax | -97 | -90 |
| Income from discontinued operations | 188 | 46 |
| Non-controlling interest | -54 | -68 |
| INCOME ATTRIBUTABLE TO THE GROUP | 320 | 298 |

Breakdown by business area

EBITDA

| (€ Mn) | 1Q18 | 2Q18 | 3Q18 | 4Q18 | 2018 |
|---------------------------------|--------------|------|------|------|------|
| GAS DISTRIBUTION | 349 | | | | |
| Spain | 214 | | | | |
| Latin America | 135 | | | | |
| ELECTRICITY DISTRIBUTION | 268 | | | | |
| Spain | 160 | | | | |
| Latin America | 108 | | | | |
| GAS | 315 | | | | |
| Infrastructure | 73 | | | | |
| Supply | 242 | | | | |
| ELECTRICITY | 193 | | | | |
| Spain | 124 | | | | |
| International | 69 | | | | |
| OTHERS | -72 | | | | |
| TOTAL EBITDA | 1,053 | | | | |

| (€ Mn) | 1Q17 | 2Q17 | 3Q17 | 4Q17 | 2017 |
|---------------------------------|--------------|--------------|------------|------------|--------------|
| GAS DISTRIBUTION | 360 | 421 | 460 | 374 | 1.615 |
| Spain | 225 | 214 | 241 | 226 | 906 |
| Latin America | 135 | 207 | 219 | 148 | 709 |
| ELECTRICITY DISTRIBUTION | 258 | 272 | 262 | 240 | 1.032 |
| Spain | 143 | 159 | 158 | 138 | 598 |
| Latin America | 115 | 113 | 104 | 102 | 434 |
| GAS | 223 | 189 | 135 | 219 | 766 |
| Infrastructure | 81 | 72 | 69 | 74 | 296 |
| Supply | 142 | 117 | 66 | 145 | 470 |
| ELECTRICITY | 193 | 135 | 134 | 116 | 578 |
| Spain | 126 | 64 | 70 | 42 | 302 |
| International | 67 | 71 | 64 | 74 | 276 |
| OTHERS | -9 | -9 | -26 | -32 | -76 |
| TOTAL EBITDA | 1,025 | 1,008 | 965 | 917 | 3,915 |

Investment in property, plant and equipment and intangible assets

| (€ Mn) | 1Q18 | 2Q18 | 3Q18 | 4Q18 | 2018 |
|---------------------------------|------------|------|------|------|------|
| GAS DISTRIBUTION | 118 | | | | |
| Spain | 33 | | | | |
| Latin America | 85 | | | | |
| ELECTRICITY DISTRIBUTION | 115 | | | | |
| Spain | 41 | | | | |
| Latin America | 74 | | | | |
| GAS | 191 | | | | |
| Infrastructure | - | | | | |
| Supply | 191 | | | | |
| ELECTRICITY | 103 | | | | |
| Spain | 44 | | | | |
| International | 59 | | | | |
| OTHERS | 6 | | | | |
| TOTAL | 533 | | | | |

| (€ Mn) | 1Q17 | 2Q17 | 3Q17 | 4Q17 | 2017 |
|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| GAS DISTRIBUTION | 107 | 123 | 127 | 227 | 584 |
| Spain | 42 | 40 | 35 | 95 | 212 |
| Latin America | 65 | 83 | 92 | 132 | 372 |
| ELECTRICITY DISTRIBUTION | 128 | 155 | 146 | 173 | 602 |
| Spain | 42 | 64 | 49 | 97 | 252 |
| Latin America | 86 | 91 | 97 | 76 | 350 |
| GAS | 9 | 21 | 23 | 13 | 66 |
| Infrastructure | 2 | 3 | 9 | 4 | 18 |
| Supply | 7 | 18 | 14 | 9 | 48 |
| ELECTRICITY | 62 | 81 | 57 | 146 | 346 |
| Spain | 23 | 30 | 30 | 95 | 178 |
| International | 39 | 51 | 27 | 51 | 168 |
| OTHERS | 14 | 37 | 33 | 100 | 184 |
| TOTAL | 320 | 417 | 386 | 659 | 1,782 |

Consolidated balance sheet

| (€ Mn) | 31/03/18 | 31/03/17 |
|---------------------------------------|---------------|---------------|
| Non-current assets | 36,090 | 38,804 |
| Intangible assets | 9,859 | 10,911 |
| Property, plant and equipment | 22,570 | 23,552 |
| Equity-accounted investments | 1,462 | 1,547 |
| Non-current financial assets | 1,296 | 1,866 |
| Deferred tax assets | 903 | 928 |
| Current assets | 10,849 | 9,104 |
| Non-current assets available for sale | 632 | - |
| Inventories | 683 | 743 |
| Trade and other accounts receivable | 5,489 | 5,371 |
| Other current financial assets | 434 | 337 |
| Cash and cash equivalents | 3,611 | 2,653 |
| TOTAL ASSETS | 46,939 | 47,908 |

| (€ Mn) | 31/03/18 | 31/03/17 |
|---|---------------|---------------|
| Equity | 19,942 | 19,329 |
| Equity attributable to the parent company | 15,926 | 15,512 |
| Non-controlling interest | 4,016 | 3,817 |
| Non-current liabilities | 20,400 | 20,277 |
| Deferred revenues | 843 | 840 |
| Non-current provisions | 1,143 | 1,250 |
| Non-current financial liabilities | 14,724 | 14,362 |
| Deferred tax liabilities | 2,344 | 2,518 |
| Other non-current liabilities | 1,346 | 1,307 |
| Current liabilities | 6,597 | 8,304 |
| Liabilities linked to non-current assets available for sale | 94 | - |
| Current provisions | 233 | 174 |
| Current financial liabilities | 1,981 | 3,853 |
| Trade and other accounts payable | 3,915 | 3,876 |
| Other current liabilities | 374 | 401 |
| TOTAL LIABILITIES AND EQUITY | 46,939 | 47,910 |

Consolidated cash flow statement

| (€ Mn) | 1Q18 | 1Q17 |
|--|--------------|--------------|
| Operating cash flow | 327 | 561 |
| Income before taxes | 283 | 410 |
| Adjustment to result | 734 | 657 |
| Other operating cash flow | -282 | -272 |
| Changes in current capital | -408 | -234 |
| Investing cash flow | 198 | -626 |
| Investment payments | -562 | -639 |
| Divestment receipts | 745 | 2 |
| Other investing cash flow | 15 | 11 |
| Financing cash flow | -127 | 669 |
| Collections and (payments) for equity instruments | 1,481 | -1 |
| Collections and (payments) for financial liability instruments | -1,570 | 721 |
| Dividend payments and remuneration of other equity instruments | -3 | -26 |
| Other financing cash flow | -35 | -25 |
| Effect of exchange rates on cash and cash equivalents | -12 | -18 |
| Net variation in cash and cash equivalents | 386 | 586 |
| Beginning cash and cash equivalents | 3,225 | 2,067 |
| Ending cash and cash equivalents | 3,611 | 2,653 |

Glossary of terms

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

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

Investor relations
Pl. del Gas, 1
08003 Barcelona
SPAIN

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

e-mail: relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web: www.gasnaturalfenosa.com