



# Resultados primer trimestre 2018

## (1T18)

26 de abril de 2018



# Agenda

1. **Hechos destacados y resultados consolidados 1T18**
2. **Resultados 1T18 por actividades**
3. **Conclusiones**

## Anexos



# **1. Hechos destacados y resultados consolidados 1T18**

# Pilares transformacionales



- ✓ El nuevo plan estratégico 2018-2022, centrado en la creación de valor, dirigirá la transformación de GNF, y será presentado durante la segunda mitad de junio de 2018

# Principales magnitudes 1T18

(m€)	1T17 <sup>1</sup>	1T18 <sup>1</sup>	Variación (%)	1T17 <sup>1</sup> recurrente	1T18 <sup>1</sup> recurrente	Variación (%)
EBITDA	1.025	1.053	+2,7%	1.027	1.107	+7,8%
Beneficio neto	298	320	+7,4%	244	324	+32,8%
Inversiones brutas <sup>2</sup>	332	533	+60,5%	332	300 <sup>3</sup>	-9,6%
Net free cash flow	-117	1.968	na	-	-	-
Deuda neta	15.154 <sup>4</sup>	13.031	-14,0%	-	-	-

✓ **Mayor foco en generación de caja, eficiencias y contención del capex, apoyado por el crecimiento recurrente y las desinversiones**

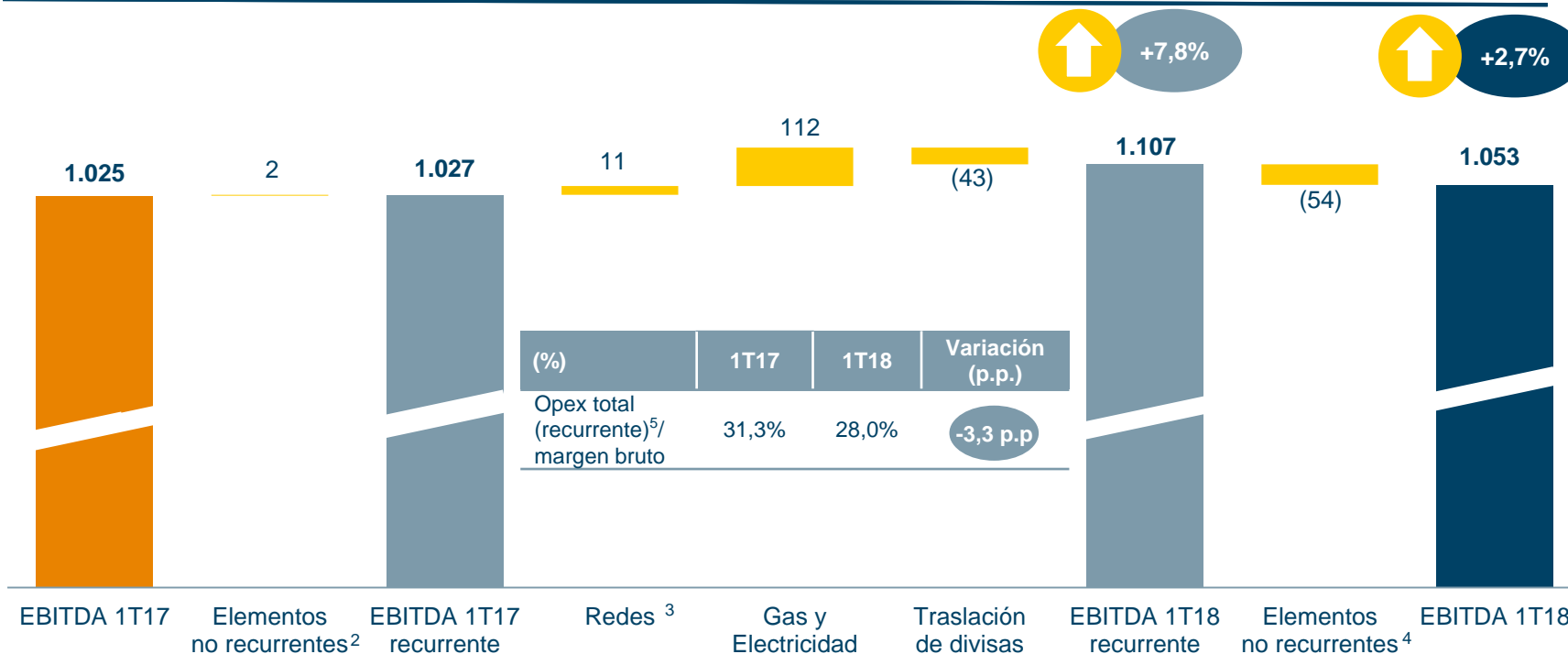
Notas:

1. Considera la reclasificación de Colombia Gas, Kenia y Moldavia como actividades interrumpidas, sin impacto en beneficio neto
2. Incluye inversiones financieras
3. Excluye 185m€ en un nuevo metanero y 48m€ de capex de expansión adicional en nuevos proyectos de renovables en España (+28m€) e internacional (+20m€)
4. A 31 de diciembre 2017

# Evolución del EBITDA

## 1T18 vs. 1T17

EBITDA<sup>1</sup> (m€)



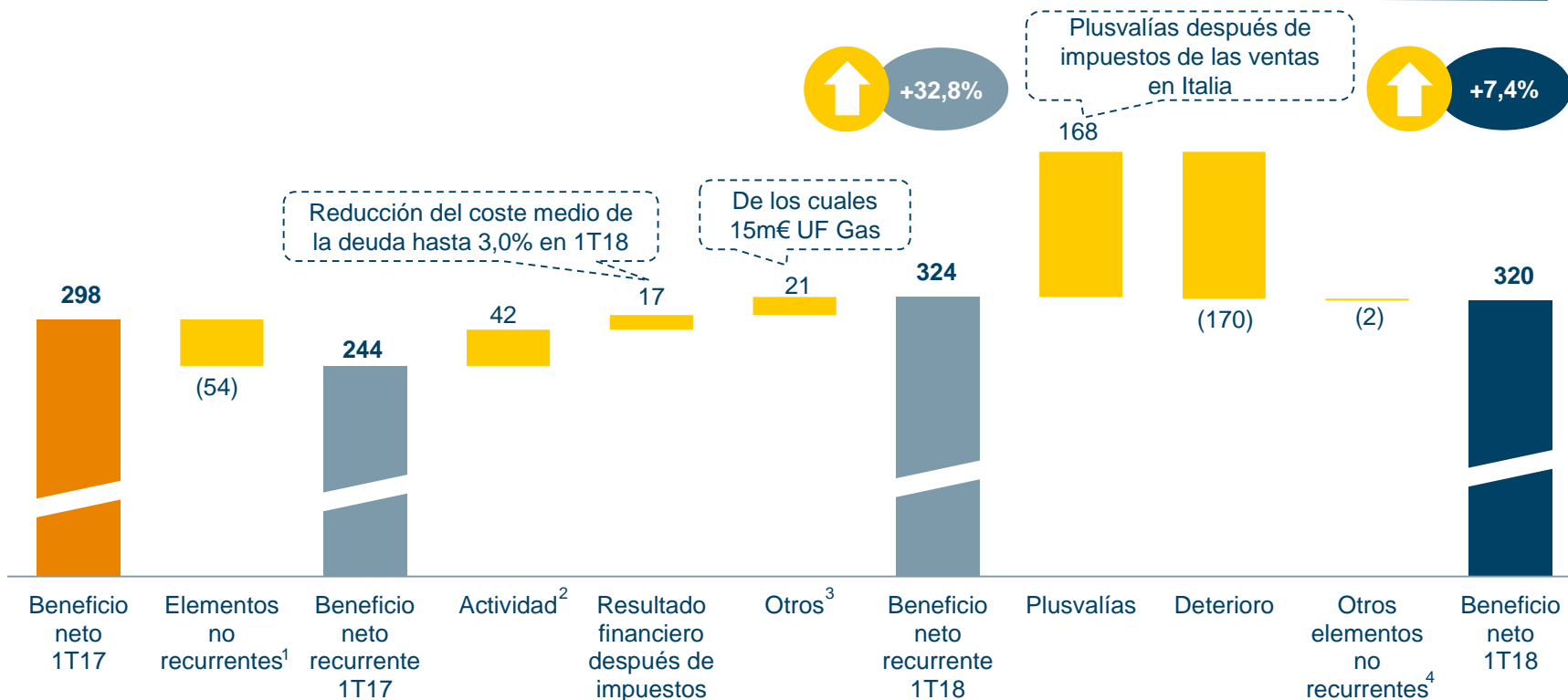
✓ **Crecimiento en el EBITDA recurrente de +7,8% gracias a una mejora significativa en Gas y eficiencias, parcialmente minorado por los efectos negativos de traslación de divisas**

- Notas:
1. Considera la reclasificación de Colombia Gas, Kenia y Moldavia como actividades interrumpidas
  2. Incluye (i) 7m€ de desastres naturales, (ii) 14m€ de costes de reestructuración, y (iii) 19m€ de notas de crédito que se materializaron más adelante en 2017
  3. Incluye holding y otras actividades (€2m)
  4. Incluye (i) 14m€ de gastos de indemnización, (ii) 32m€ de gastos extraordinarios en Chile principalmente afectados por mayores costes en la prevención de incendios forestales y costes de juicio de Metrogas, (iii) errores de medición de gas en México de los cuales 3m€ serán recibidos como notas de crédito en abril de 2018, y (iv) otros 5m€ de elementos no recurrentes
  5. Incluye costes de personal recurrentes y otros gastos operativos recurrentes

# Evolución del beneficio neto

## 1T18 vs. 1T17

Beneficio neto (m€)



✓ **Crecimiento en beneficio neto recurrente de +32,8% apoyado en el crecimiento de la actividad y menores gastos financieros**

Notas:

- Basado en el impacto en EBITDA de ~2m€ de elementos no recurrentes en el 1T17 (después de impuestos), participaciones no dominantes de 21m€ (venta del 20% de Nedgia) y 35m€ de activos reclasificados como operaciones interrumpidas
- Incluye EBITDA, depreciación y amortización, provisiones (excl. deterioro de 170m€) y efectos fiscales
- Otros incluye el resultado de las inversiones contabilizadas como método de la participación, el resultado de operaciones interrumpidas y participaciones no dominantes
- Basado en el impacto en EBITDA de ~54m€ de elementos no recurrentes en el 1T18 (después de impuestos), participaciones no dominantes de 18m€ (venta del 20% de Nedgia) y 20m€ de activos reclasificados como operaciones interrumpidas

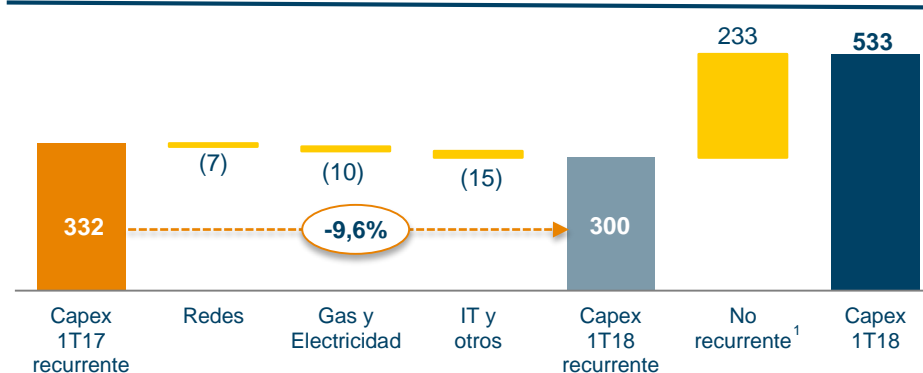
# Cash flow, inversiones y deuda neta

## 1T18 vs. 1T17

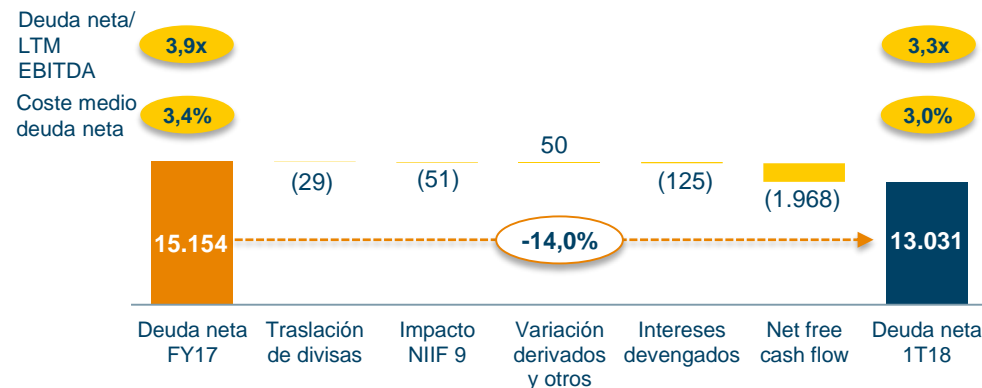
### Cash flow (m€)

	1T18 (m€)	Var. vs. 1T17 (%)
EBITDA	1.053	+2,7%
Capex operativo	(124)	-16,8%
Capex expansión	(409)	+123,5%
Variación en working capital	(587) <sup>2</sup>	+12,5%
Cash flow bruto	(67)	-139,2%
Resultado financiero	(160)	-9,6%
Impuesto sobre sociedades	(97)	+7,8%
Impactos non-cash y otros	56	na
Desinversiones	2.236	na
<b>Free cash flow</b>	<b>1.968</b>	<b>na</b>

### Evolución capex bruto (m€)



### Evolución deuda neta (m€)



✓ **Mayor foco en la generación de caja y contención del capex operativo y de expansión (ex. metanero y nuevos proyectos en renovables)**

#### Notas:

- Incluye 185m€ en un nuevo metanero vía *time charter* y 48m€ de capex de expansión en nuevos proyectos de renovables en España (+28m€) e internacional (+20m€)
- Variación en el working capital principalmente afectado por la realización de *factoring* por 390m€ en dic-17 sin equivalencia en 1T18 y costes de reestructuración de empleados por 78m€ pagados en 1T18



# Actualización de la gestión de la cartera de negocios

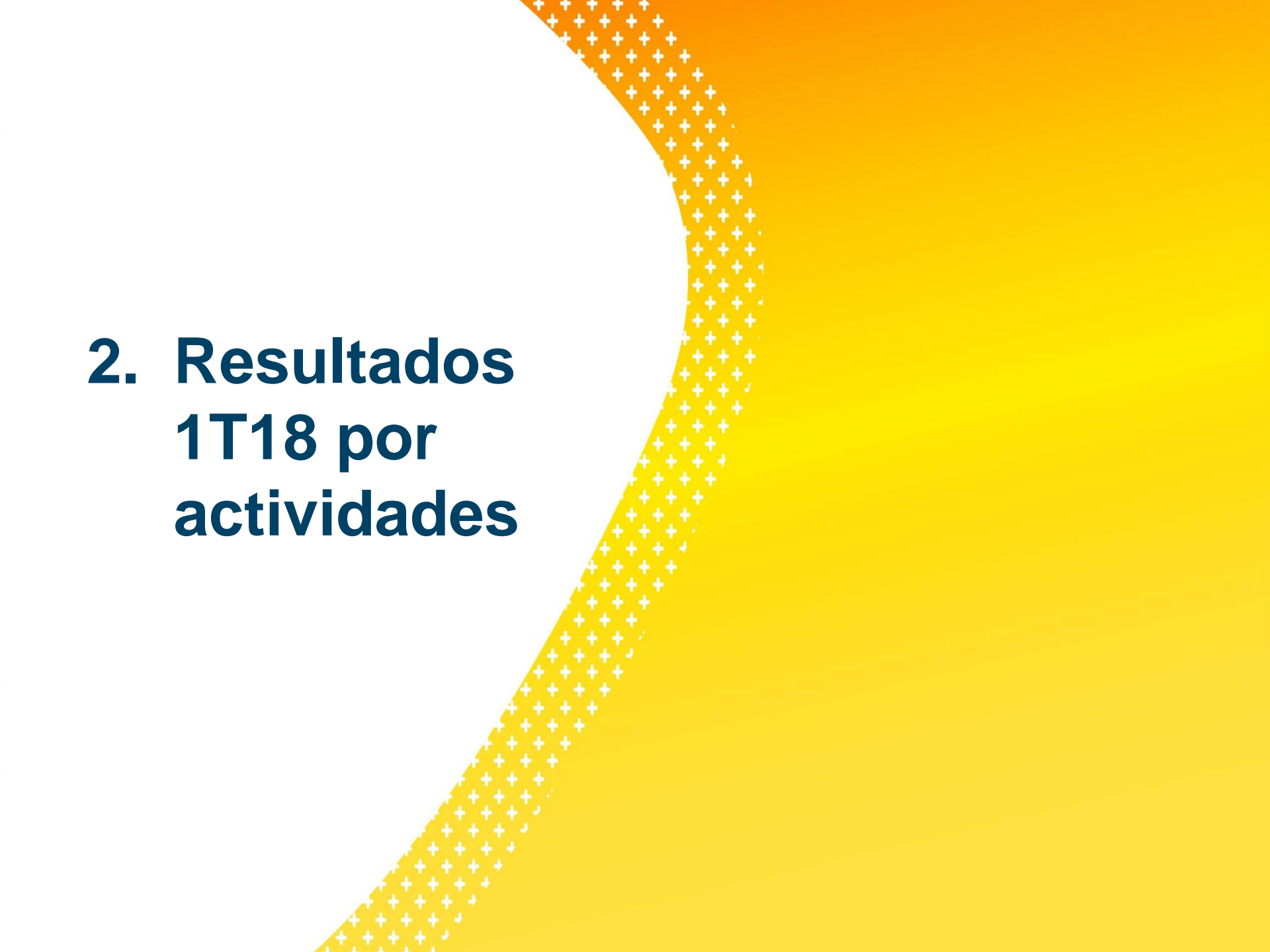
Desinversiones	Ingresos		Plusvalías		Estado
	Recibidos	Pendientes	Registradas	Pendientes	
Distribución y comercialización de gas en Italia	736m€	30m€ <sup>1</sup>	168m€	20m€ <sup>1</sup>	✓ Completada
Nedgia España (20%)	1.500m€	-	1.000m€ <sup>2</sup>	-	✓ Completada

✓ Avance de los procesos de venta en marcha en Colombia, Moldavia y Kenia

✓ Avance de los procesos en marcha y continuación en la revisión de la cartera de negocios como parte del nuevo plan estratégico

#### Notas:

1. Ingresos totales por el contrato de gas de Shah Deniz II de 30m€, de los cuales 10m€ fueron recibidos el 18 de abril de 2018 y 20m€ son pagaderos en 2021 tras el comienzo esperado de las operaciones del *Trans Adriatic Pipeline* (TAP), momento en el cual las plusvalías asociadas a Shah Deniz II serán también registradas
2. Sin impacto en la cuenta de resultados, plusvalías con impacto positivo en reservas de aproximadamente 1.000m€

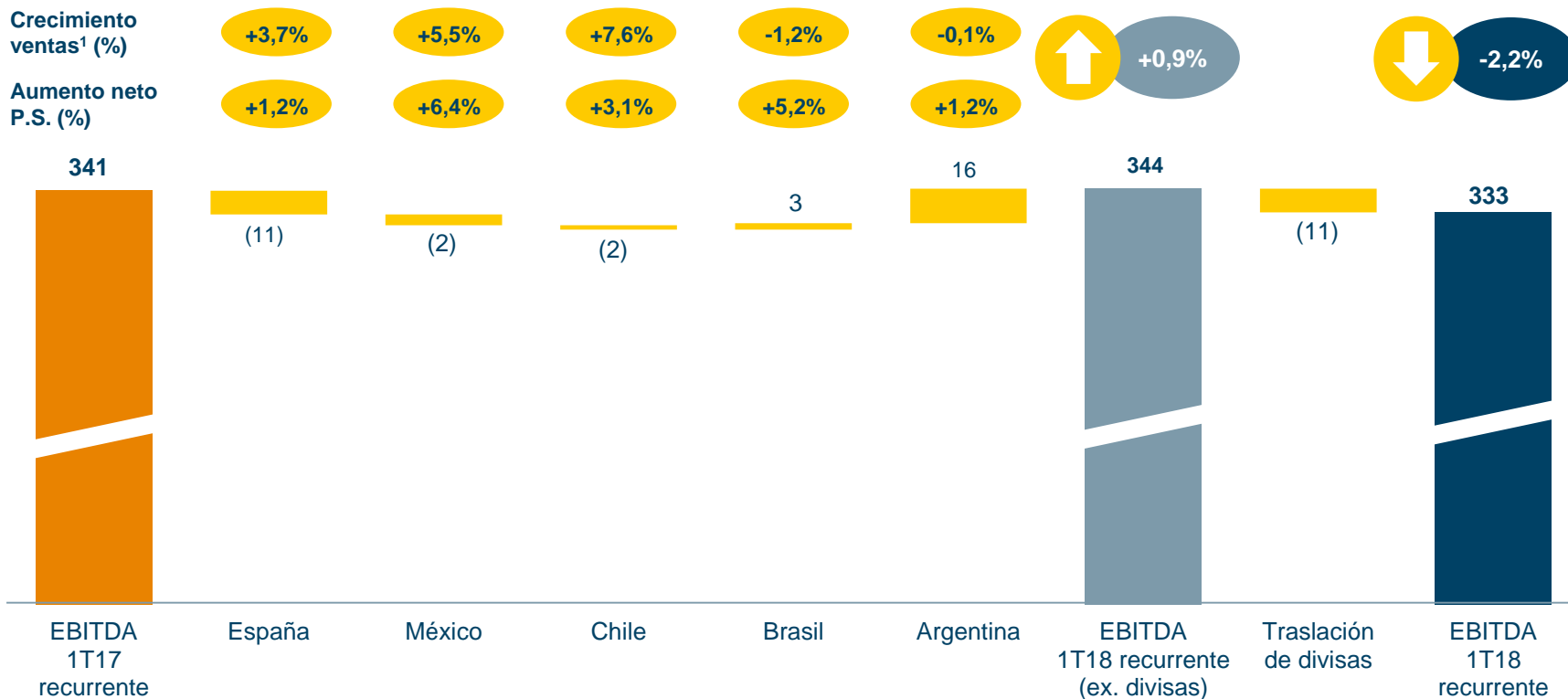


## **2. Resultados 1T18 por actividades**

# Redes Gas

## 1T18 vs. 1T17

### EBITDA (m€)



✓ **Crecimiento positivo de la actividad recurrente respaldado principalmente por Argentina (revisión tarifaria) y parcialmente minorado por una menor remuneración de los contadores de gas en España**

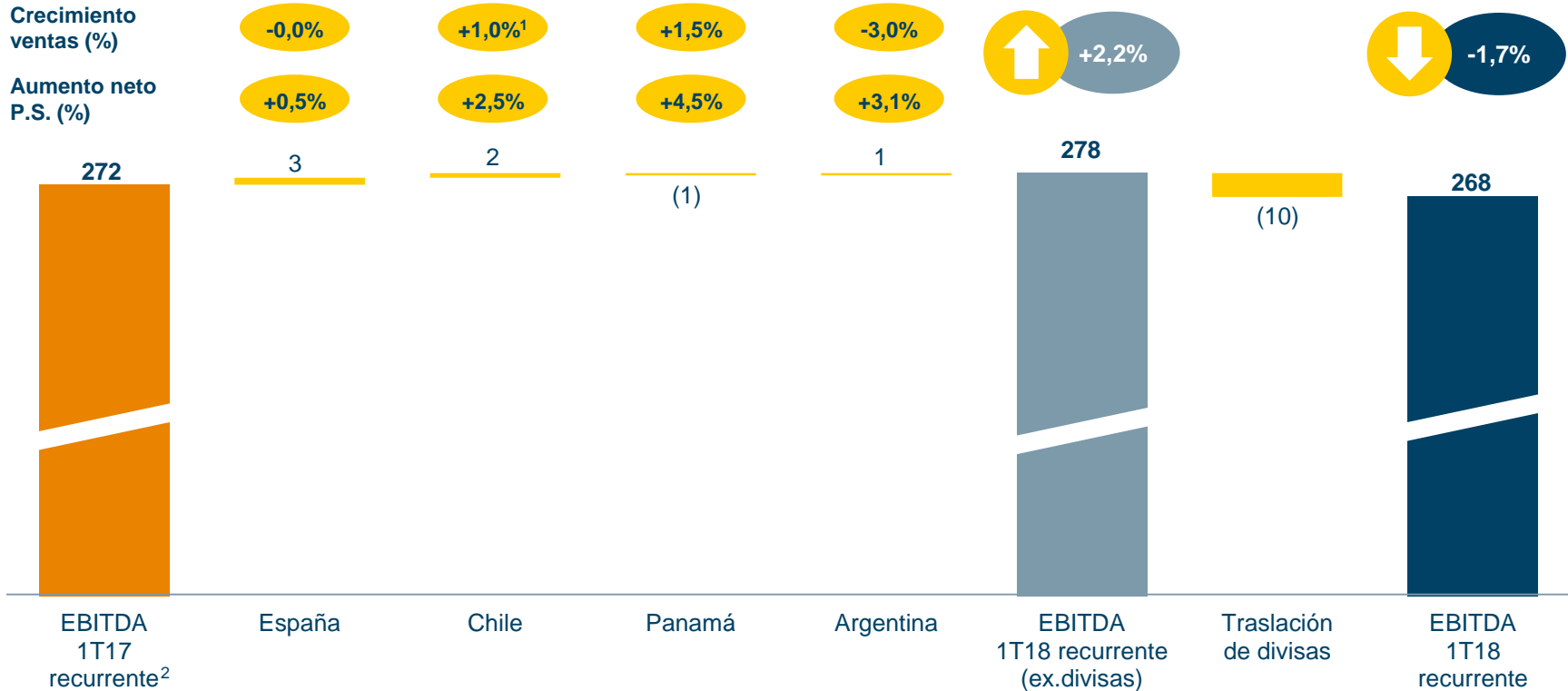
Nota:

1. Incluye ventas de gas y ATRs

# Redes Electricidad

## 1T18 vs. 1T17

EBITDA (m€)

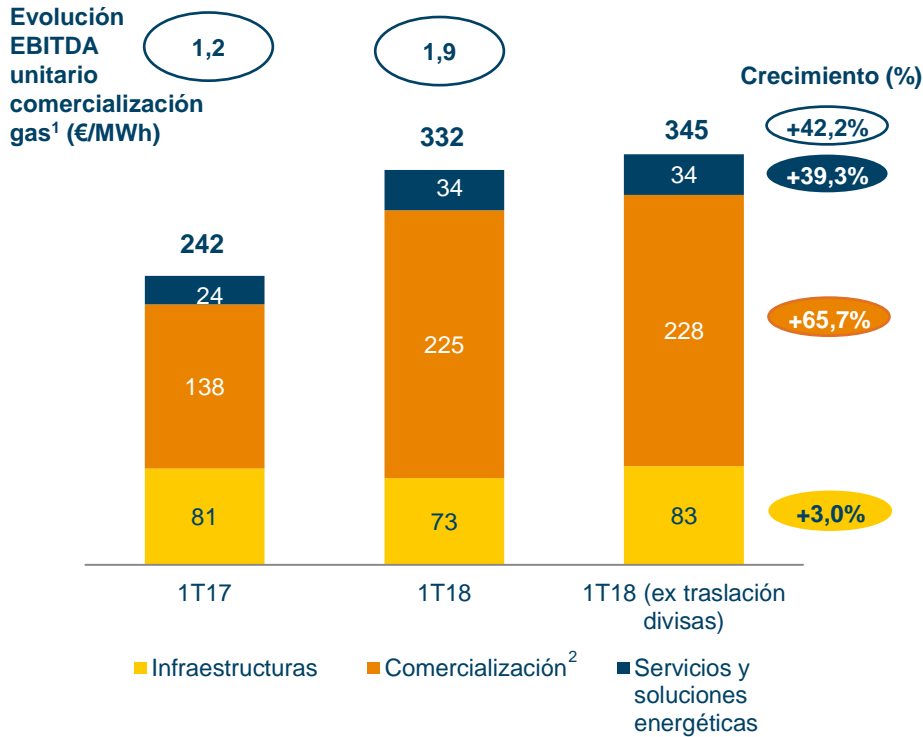


✓ **Crecimiento de la actividad recurrente de +2,2% principalmente explicado por mayores eficiencias**

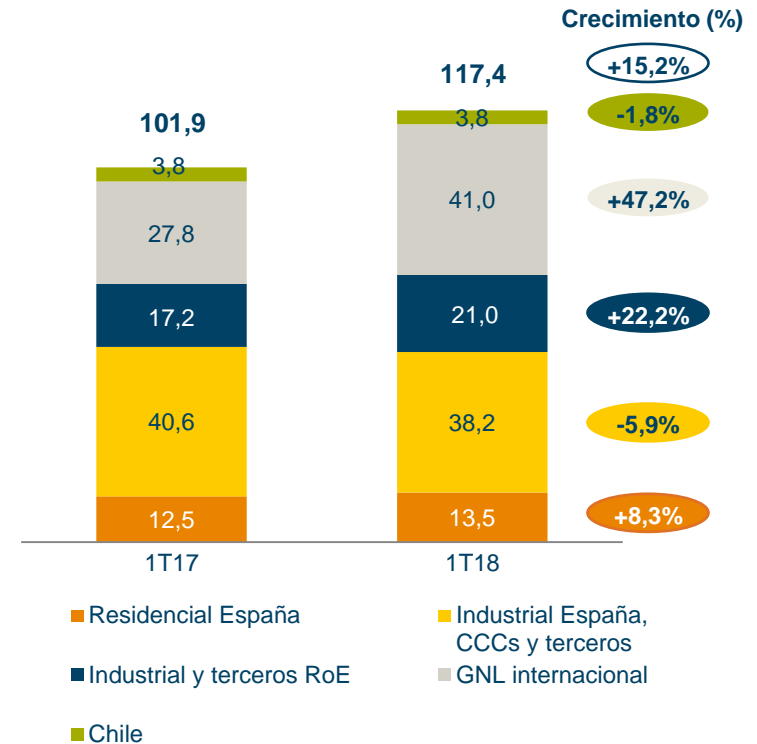
Notas:

- Incluye distribución y transmisión Chile
- Costes de reestructuración de 14m€ en redes de electricidad España reclasificadas como Otros por motivos comparativos en recurrentes

## EBITDA (m€)



## Ventas de Gas (TWh)



✓ **Impulso en el volumen de ventas internacionales para capturar los precios internacionales más altos en la temporada de invierno; perspectivas más moderadas para 2T y 3T 2018**

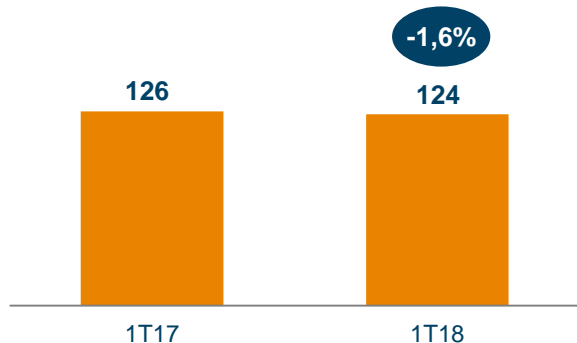
Notas:

1. Calculado como EBITDA en comercialización (ex. Chile) dividido entre las ventas totales de gas (ex. Chile)
2. EBITDA en comercialización Chile de 14m€ y 19m€ en 1T18 y 1T17 respectivamente reclasificado de redes de gas Latinoamérica a comercialización de gas

# Electricidad

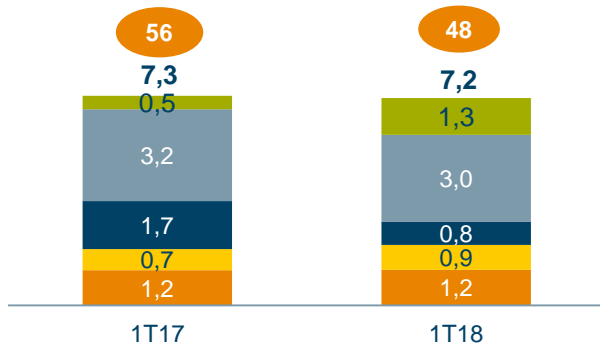
## España

### EBITDA (m€) (generación y comercialización)



### Producción GNF (TWh)

Precio del pool<sup>1</sup>  
(€/MWh)



■ Nuclear ■ Renovables y cogeneración ■ Carbón ■ CCCs ■ Hidráulica

- ✓ **Mayores márgenes de comercialización y normalización de la producción hidráulica contrarrestado por menor contribución térmica, especialmente vs. enero 2017**

## Internacional

### EBITDA (m€)



### Disponibilidad total (%)

	1T18	1T17	Var. (p.p.)
México	98,5%	91,3%	+7p.p.
Resto de países	94,5%	95,4%	-1p.p.
<b>Total</b>	<b>98,0%</b>	<b>91,9%</b>	<b>+6p.p.</b>

- ✓ **Crecimiento de la actividad principalmente impulsado por un calendario de paradas programadas diferentes vs. el año pasado en México, así como el comienzo de las operaciones de Brasil FV; impacto negativo de traslación de divisas (US\$/€) en resultados**

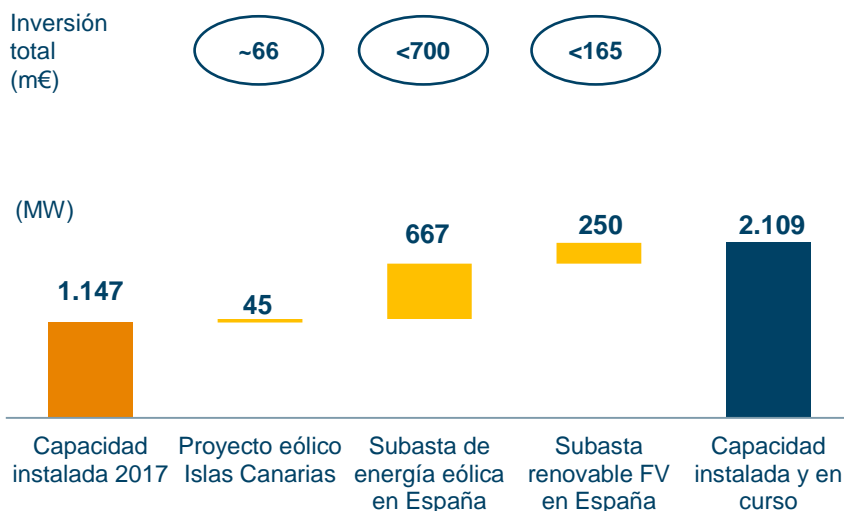
Nota:

1. Precio medio según mercado diario de electricidad

# Creciente exposición en renovables

## España

### Capacidad en renovables instalada y en curso

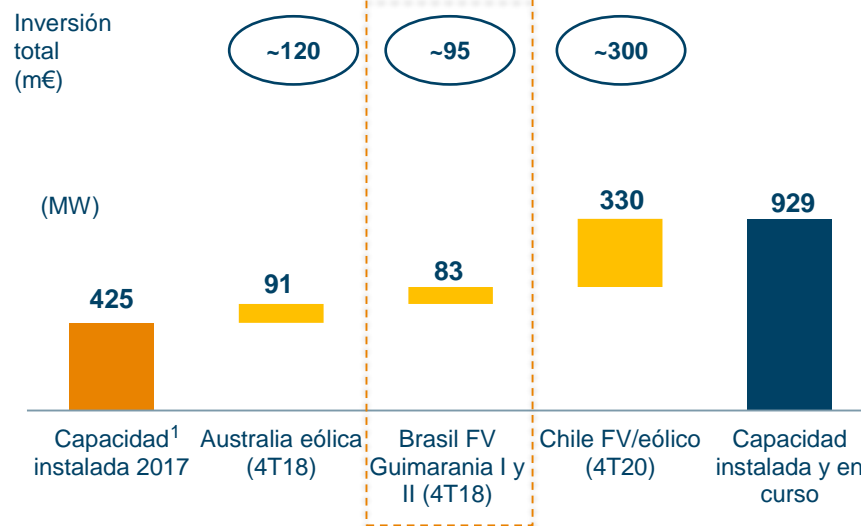


- ✓ Entrada progresiva en operación comercial de los proyectos de las Islas Canarias, de acuerdo al plan

✓ **Iniciando trabajos de construcción en los primeros proyectos eólicos y FV adjudicados en subastas españolas con importantes ahorros de inversión**

## Internacional

### Capacidad en renovables instalada y en curso



- ✓ El 19 de marzo de 2018, GNF acordó adquirir 2 proyectos FV en Brasil de Canadian Solar, duplicando su capacidad en el país

✓ **Proyectos en curso atractivos que contribuirán al EBITDA en ~70m€<sup>2</sup> una vez se encuentren en pleno funcionamiento**

Notas:  
 1. Incluye las plantas solares Sobral I y Sertao I en Brasil, que comenzaron a operar el pasado mes de septiembre de 2017 con una capacidad total de 68MW  
 2. Incluye las plantas solares Sobral I y Sertao I, los nuevos proyectos fotovoltaicos Guimaranía I y Guimaranía II, eólicos de Australia y eólicos y fotovoltaicos de Chile

# 4. Conclusiones



## Resultados 1T18

- ✓ **Mejora de los resultados principalmente por comercialización de gas y mayores eficiencias**
  - Impulso en el volumen de ventas internacionales de gas para capturar los precios internacionales más altos en la temporada de invierno
  - Electricidad España en el camino hacia la normalización, apoyado por la mejora de las condiciones hidráulicas
  - Crecimiento orgánico continuado en redes y generación internacional minorado por los efectos negativos de traslación de divisas
- ✓ **Mayor foco en generación de caja, eficiencias y contención del capex, apoyado por el crecimiento recurrente y las desinversiones**

- ✓ **El nuevo plan estratégico 2018-2022, centrado en la creación de valor, dirigirá la transformación de GNF, y será presentado durante la segunda mitad de junio de 2018**

# Resultados primer trimestre 2018

## (1T18)

Preguntas y respuestas



# Anexos





# **1. Datos financieros**

# Cuenta de resultados consolidada

(m€)	1T18	1T18 recurrente	1T17	1T17 recurrente	Var. recurrente (%)
Cifra de negocio	6.406	6.406	6.089	6.089	+5,2%
Aprovisionamientos	(4.700)	(4.692)	(4.419)	(4.419)	+6,2%
<b>Margen Bruto</b>	<b>1.706</b>	<b>1.714</b>	<b>1.670</b>	<b>1.670</b>	<b>+2,6%</b>
Gastos de personal, neto	(246)	(232)	(241)	(227)	+2,2%
Tributos	(127)	(127)	(121)	(121)	+5,0%
Otros gastos, netos	(280)	(248)	(283)	(295)	-16,0%
<b>EBITDA</b>	<b>1.053</b>	<b>1.107</b>	<b>1.025</b>	<b>1.027</b>	<b>+7,8%</b>
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(596)	(426)	(410)	(410)	+3,9%
Provisiones	(29)	(29)	(28)	(28)	+3,6%
<b>Beneficio antes de impuestos</b>	<b>428</b>	<b>652</b>	<b>587</b>	<b>589</b>	<b>+10,7%</b>
Resultado financiero neto	(160)	(160)	(177)	(177)	-9,6%
Participación en resultados asociadas	15	15	-	-	-
<b>Beneficio antes de impuestos</b>	<b>283</b>	<b>507</b>	<b>410</b>	<b>412</b>	<b>+23,1%</b>
Impuestos	(97)	(111)	(90)	(90)	+23,6%
Resultado actividades discontinuadas	188	-	46	-	-
Participaciones no dominantes	(54)	(72)	(68)	(78)	-7,7%
<b>Beneficio neto</b>	<b>320</b>	<b>324</b>	<b>298</b>	<b>244</b>	<b>+32,8%</b>

# Desglose del EBITDA<sup>1</sup>

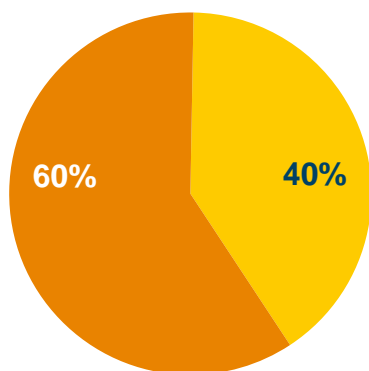
(m€)	Variación			
	1T18	1T17	(m€)	(%)
<b>Distribución de gas</b>	<b>333</b>	<b>341</b>	<b>(8)</b>	<b>-2,2%</b>
<b>España</b>	<b>214</b>	<b>225</b>	<b>(11)</b>	<b>-5,0%</b>
<b>Latinoamérica<sup>3</sup></b>	<b>119</b>	<b>116</b>	<b>4</b>	<b>+3,1%</b>
<b>Distribución de electricidad</b>	<b>268</b>	<b>272</b>	<b>(5)</b>	<b>-1,7%</b>
<b>España</b>	<b>160</b>	<b>157<sup>2</sup></b>	<b>3</b>	<b>+1,9%</b>
<b>Latinoamérica</b>	<b>108</b>	<b>115</b>	<b>(7)</b>	<b>-6,5%</b>
<b>Gas</b>	<b>332</b>	<b>242</b>	<b>89</b>	<b>+36,8%</b>
<b>Infraestructuras</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>(8)</b>	<b>-9,4%</b>
<b>Comercialización<sup>3</sup></b>	<b>225</b>	<b>138</b>	<b>87</b>	<b>+63,5%</b>
<b>Servicios y soluciones energéticas</b>	<b>34</b>	<b>24</b>	<b>9</b>	<b>+39,3%</b>
<b>Electricidad</b>	<b>193</b>	<b>193</b>	<b>-</b>	<b>+0,1%</b>
<b>España</b>	<b>124</b>	<b>126</b>	<b>(2)</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Internacional</b>	<b>69</b>	<b>67</b>	<b>2</b>	<b>+3,6%</b>
<b>Otros</b>	<b>(72)</b>	<b>(23)<sup>2</sup></b>	<b>(49)</b>	<b>-</b>
<b>Total EBITDA</b>	<b>1.053</b>	<b>1.025</b>	<b>27</b>	<b>+2,7%</b>

Notas:

1. Considera la reclasificación de Colombia Gas, Kenia y Moldavia como actividades interrumpidas
2. Costes de reestructuración de 14m€ en redes de electricidad reclasificadas como Otros por motivos comparativos en recurrentes
3. EBITDA en comercialización Chile de 14m€ y 19m€ en 1T18 y 1T17 respectivamente reclasificado de redes de gas Latinoamérica a comercialización de gas

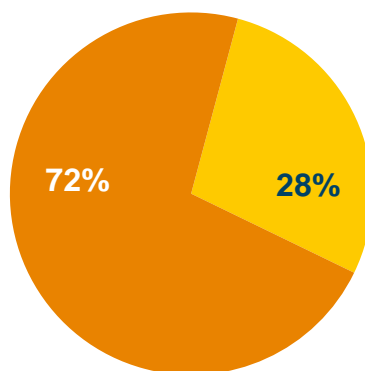
# Análisis EBITDA

## Gas/Electricidad



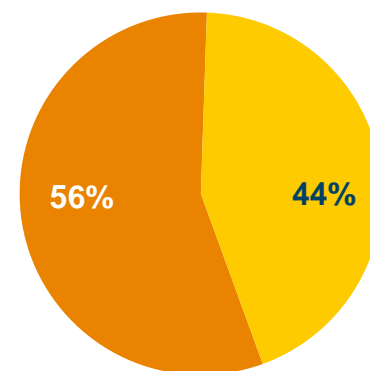
■ Gas    ■ Electricidad

## Regulados/No regulados



■ Regulados<sup>1</sup>    ■ No regulados

## España/Internacional



■ España    ■ Internacional

Nota:

1. Incluye actividades contratadas (EMPL, generación internacional, renovables)

# Efecto traslación de divisas en el EBITDA

## Distribución gas

### EBITDA (m€)

País	1T18	1T17	Traslación de divisas	Var. EBITDA (ex. divisas)
Argentina	12	(6)	2	16
Brasil	51	57	(9)	3
Chile	15	18	(1)	(2)
México	42	47	(3)	(2)
Perú	(1)	(1)	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>119</b>	<b>116</b>	<b>(11)</b>	<b>14</b>

## Generación internacional

### EBITDA (m€)

País	1T18	1T17	Traslación de divisas	Var. EBITDA (ex. divisas)
México	59	63	(8)	4
Resto	10	4	(1)	7
<b>TOTAL</b>	<b>69</b>	<b>67</b>	<b>(9)</b>	<b>11</b>

## Distribución electricidad

### EBITDA (m€)

País	1T18	1T17	Traslación de divisas	Var. EBITDA (ex. divisas)
Argentina	5	5	(1)	1
Chile	79	82	(5)	2
Panamá	24	28	(4)	(1)
<b>TOTAL</b>	<b>108</b>	<b>115</b>	<b>(10)</b>	<b>3</b>

## Gas

### EBITDA (m€)

País	1T18	1T17	Traslación de divisas	Var. EBITDA (ex. divisas)
Gas Infra	73	81	(10)	2
Comercialización Chile	14	19	(3)	(2)
<b>TOTAL</b>	<b>87</b>	<b>100</b>	<b>(13)</b>	<b>-</b>

**Efecto total de traslación de divisas: -43m€**



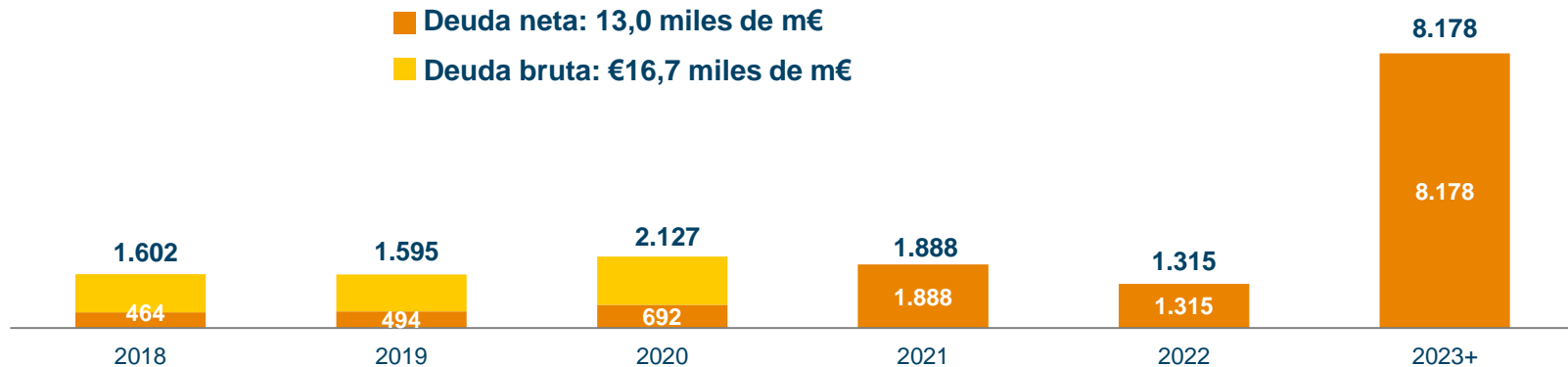
# Inversiones netas

(m€)	Var.			
	1T18	1T17	m€	%
<b>Redes de gas</b>	118	107	11	+10,3%
España	33	42	(9)	-21,4%
Latinoamérica	85	65	20	+30,8%
<b>Redes de electricidad</b>	115	128	(13)	-10,2%
España	41	42	(1)	-2,4%
Latinoamérica	74	86	(12)	-14,0%
<b>Gas</b>	187	2	185	-
<b>Servicios y soluciones energéticas</b>	4	7	(3)	-
<b>Electricidad</b>	103	62	41	+66,1%
España	44	23	21	+91,3%
Internacional	59	39	20	+51,3%
<b>Otros</b>	6	14	(8)	-57,1%
<b>Total material + inmaterial</b>	533	320	213	+66,6%
<b>Financieras</b>	-	12	(12)	-
<b>Total inversiones brutas</b>	533	332	201	+60,5%
<b>Desinversiones</b>	(2.236)	-	(2.236)	-
<b>Otros</b>	(14)	(11)	(3)	+27,3%
<b>Total inversiones netas</b>	(1.717)	321	(2.038)	-

# Estructura financiera (I)

## Cómodo perfil de vencimiento de la deuda

A 31 de marzo de 2018  
(m€)



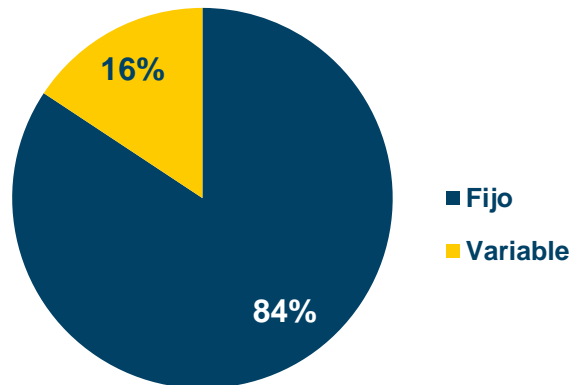
- ✓ Vida media de la deuda neta ~ 6,4 años
- ✓ *Liability management* lanzado en enero de 2018, con una emisión de bonos por importe de 850m€ a 10 años y cupón de 1,5%, y recompra de bonos por 916m€.
- ✓ Cancelación de financiación corporativa por 464m\$ y 500m€ en total a tipo de interés medio de 2,4% y 0,6% respectivamente, así como vencimiento de bonos por 1,099m€ con cupón medio de 4,6%; cancelación adicional de financiación corporativa en abril de 2018 por importe de 620m€
- ✓ Emisión de bonos GNF México por 152m€ en marzo de 2018: 87m€ a 3 años a tipo variable +40pbs y 65m€ a 7 años a tipo fijo +144pbs
- ✓ S&P y Moody's mantienen el rating en BBB (estable) y Baa2 (estable) en su revisiones de marzo y febrero de 2018 respectivamente

# Estructura financiera (II)

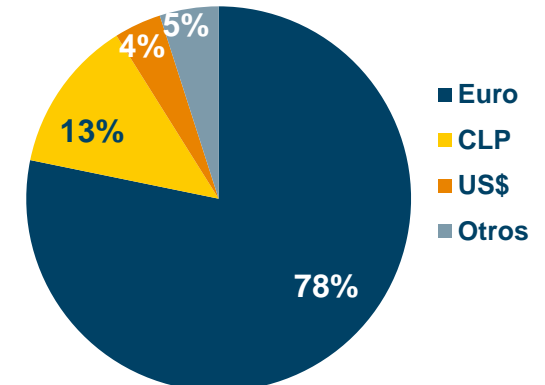
## Eficiente estructura de la deuda neta

A 31 de marzo de 2018

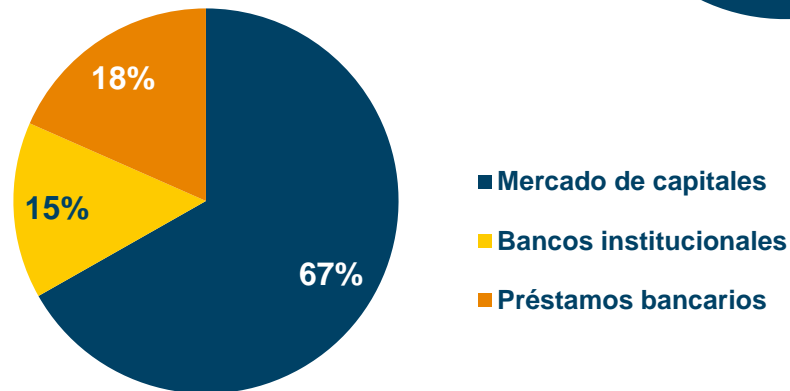
Mayoría de la deuda a tipo fijo  
obtenida a niveles muy competitivos



Política conservadora de  
exposición al tipo de cambio



Fuentes de financiación  
diversificadas



# Estructura financiera (III)

## Sólidos ratios crediticios y fuerte posición de liquidez

Ratios de crédito seleccionados	1T18	FY17
Deuda neta / LTM EBITDA	3,3x	3,9x
Deuda neta ajustada / LTM EBITDA (S&P)	4,1x	4,7x
FFO / Deuda neta ajustada <sup>1</sup> (S&P)	17,2%	15,7%
RCF / Deuda neta ajustada <sup>1</sup> (Moody's)	10,1%	9,5%

A 31 de marzo de 2018 (m€)	Limite	Dispuesto	Disponible
Líneas de crédito comprometidas	7.253	225	7.028
Líneas de crédito no comprometidas	494	234	260
Préstamos BEI	42	-	42
Efectivo	-	-	3.611
<b>TOTAL</b>	<b>7.789</b>	<b>459</b>	<b>10.941</b>

- ✓ Capacidades adicionales en mercado de capitales de ~6.400m€, tanto en programas de Europa como Latinoamérica (México, Chile, Panamá y Colombia)

Nota:

1. Basada en deuda neta ajustada de 18.330m€ y 16.330m€ en FY17 y 1T18 respectivamente ajustados principalmente por híbridos (50%) y arrendamiento financiero y operativo de metaneros, siguiendo criterios de las agencias de calificación crediticias

## **2. Datos operativos**

## Distribución de gas España

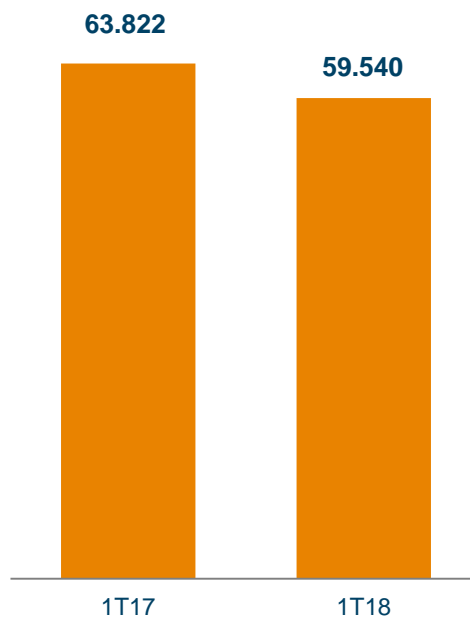
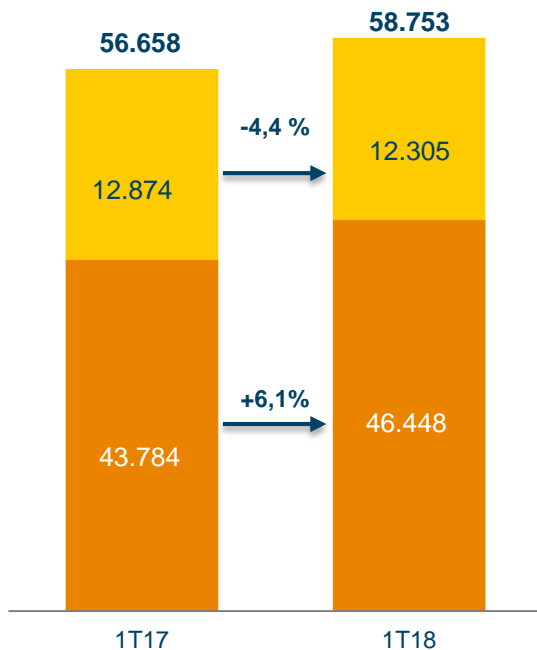
Ventas de gas<sup>1</sup> (GWh)



Ventas GLP (tn)



Puntos de suministro ('000)



- No sujetos a remuneración
- Sujetos a remuneración

Nota:

1. Sujeto a remuneración hace referencia a las ventas remuneradas de acuerdo con la fórmula paramétrica con presión <60 bares, mientras que no sujeto a remuneración hace referencia a las ventas a grandes clientes industriales con presión > 60 bares y ventas de transporte

## Distribución de gas Latinoamérica

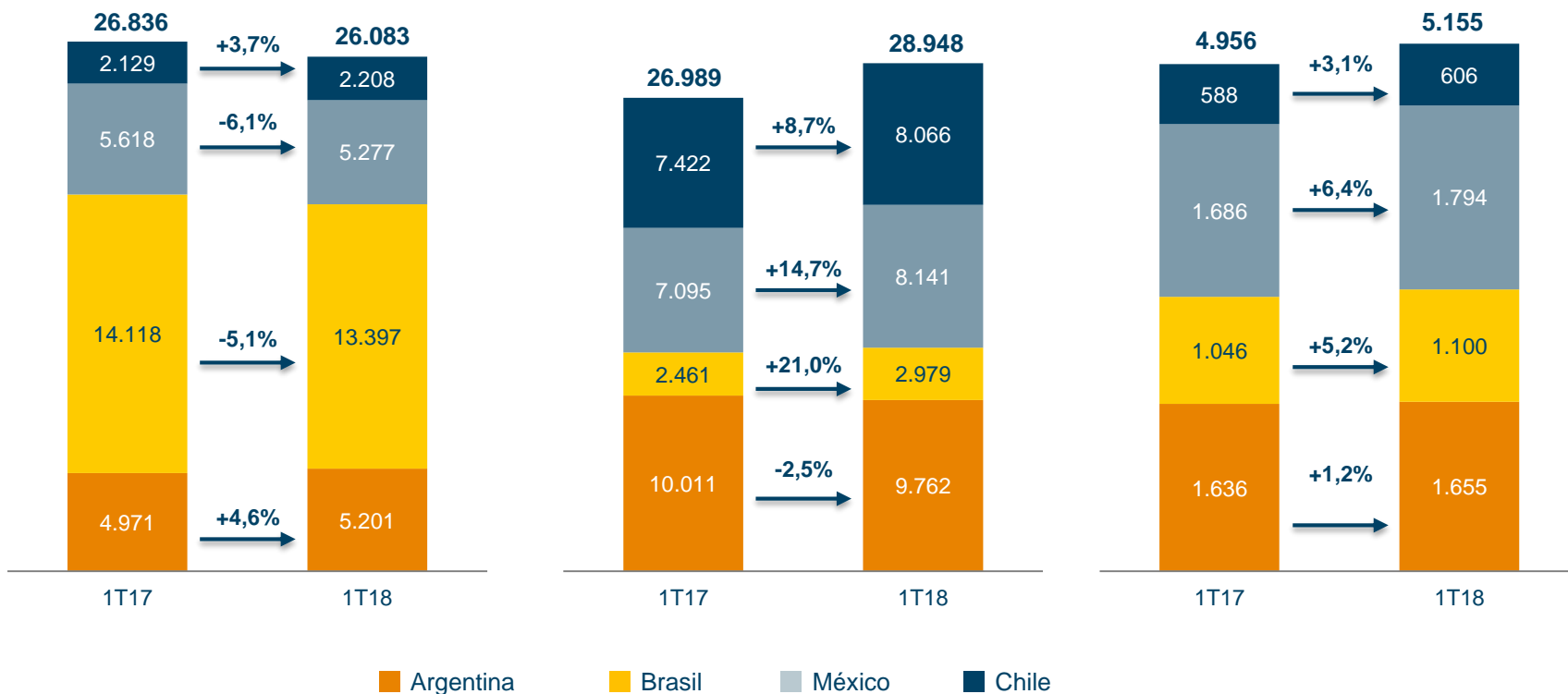
Ventas de gas (GWh)



ATR (GWh)



Puntos de suministro ('000)<sup>1</sup>

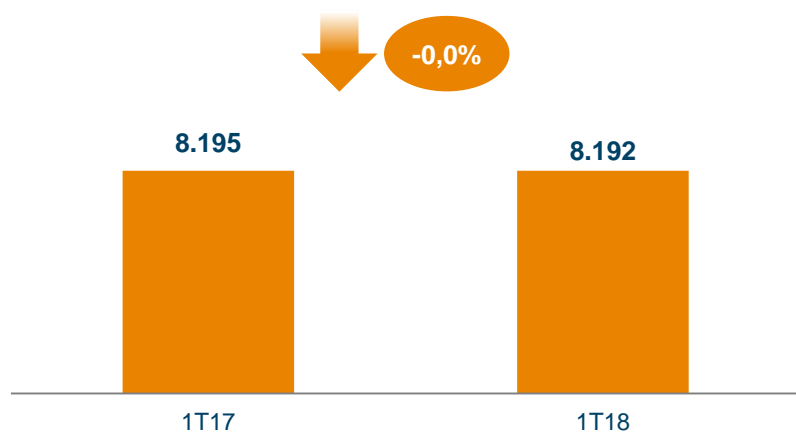


Nota:

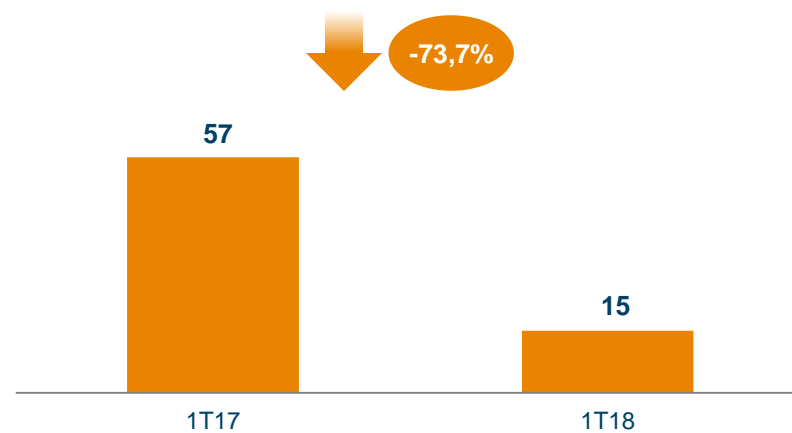
1. Excluye puntos de suministro en Perú de 7.000 en el 1T18

## Distribución electricidad España

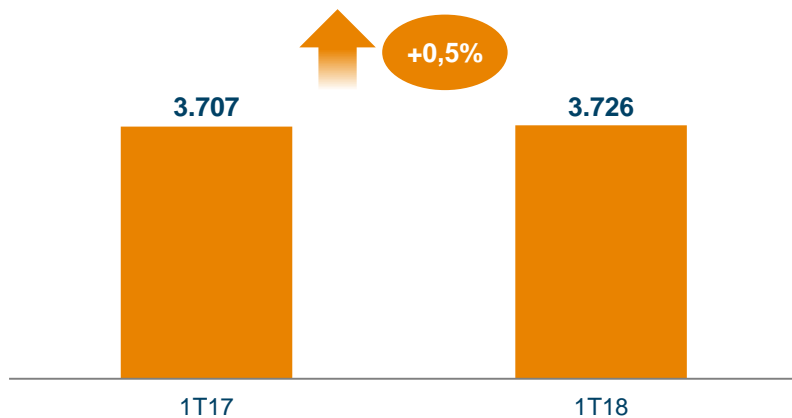
Ventas de electricidad (GWh)



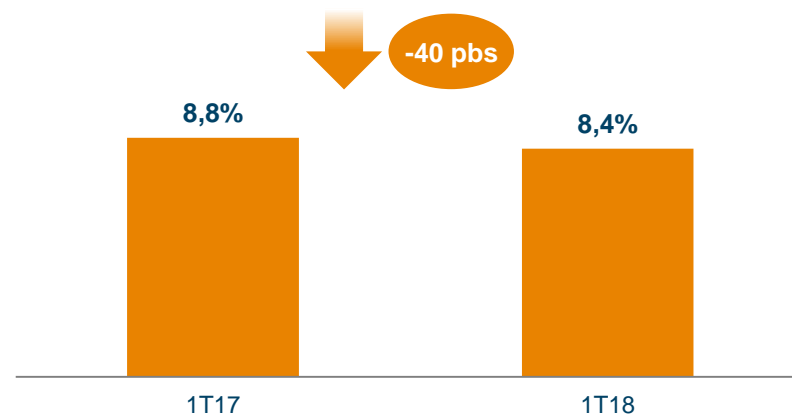
TIEPI<sup>1</sup> (minutos)



Puntos de suministro ('000)



Pérdidas de mercado (%)

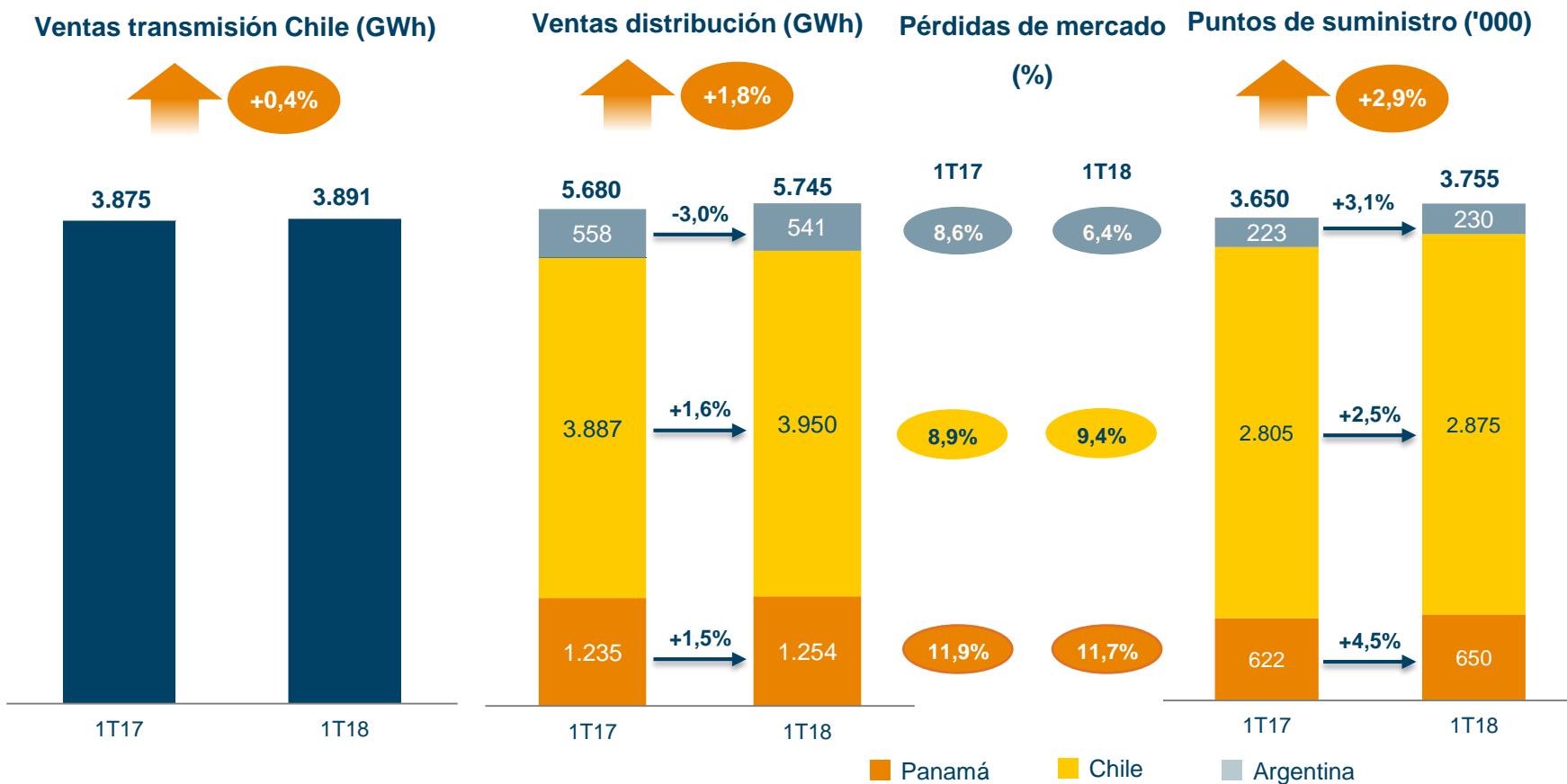


Nota:

1. "Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada"

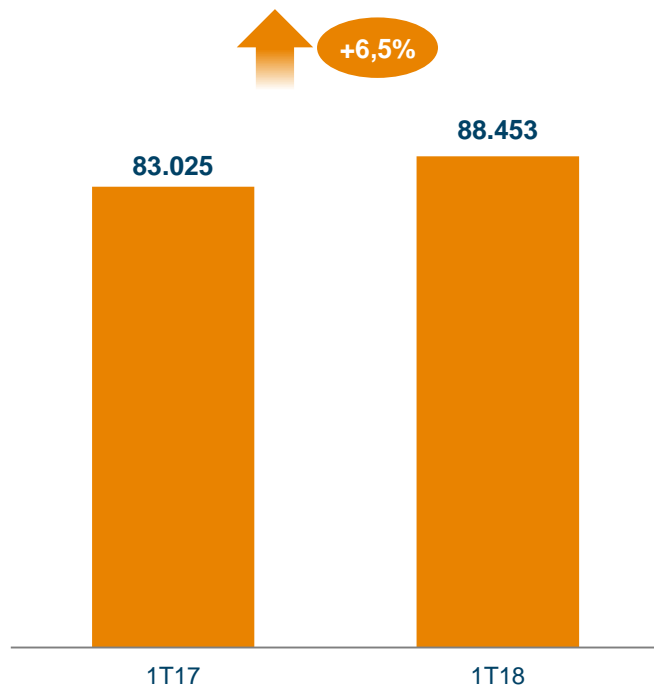


## Distribución electricidad Latinoamérica



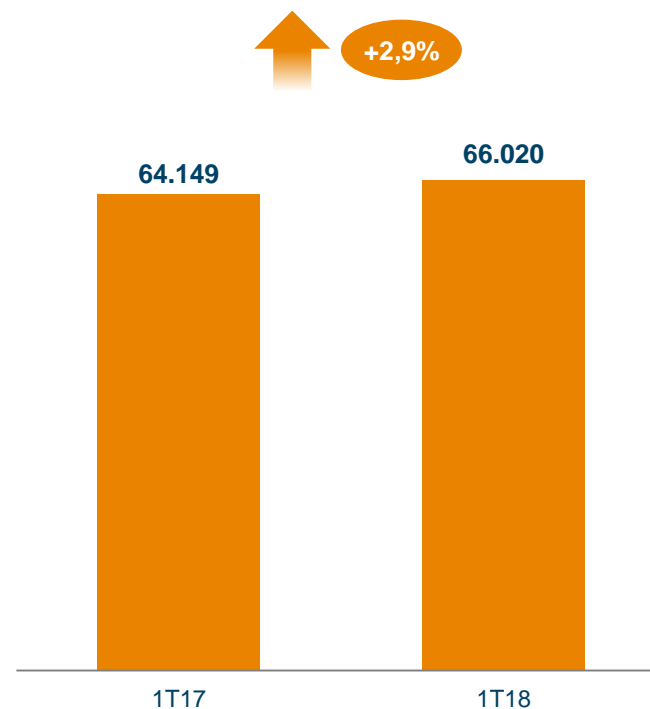
# Demanda de gas y electricidad en España

Demanda convencional de gas (GWh)



Fuente: Enagás

Demanda de electricidad (GWh)



Fuente: REE

# Gas

## Ventas de gas por mercados

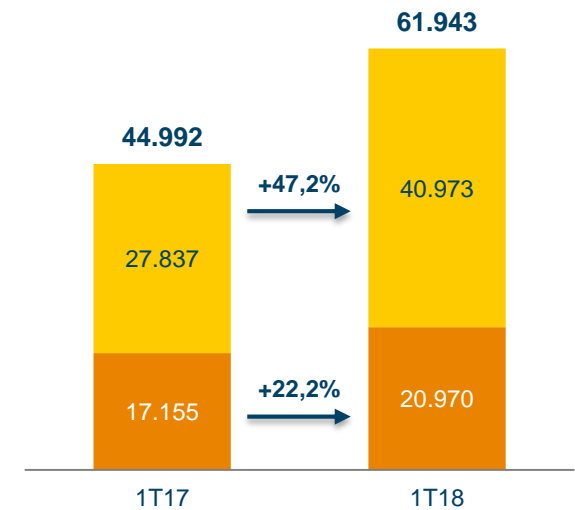
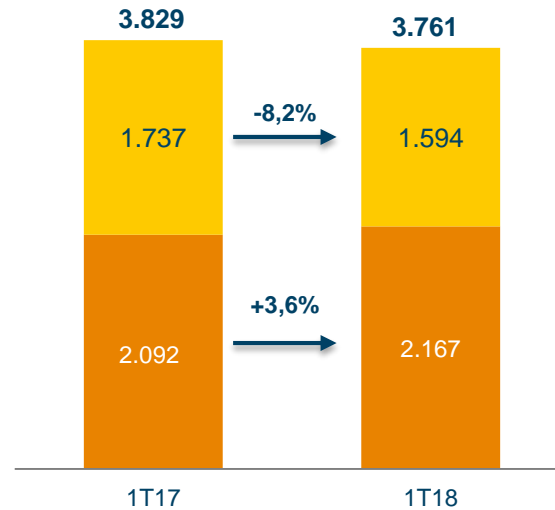
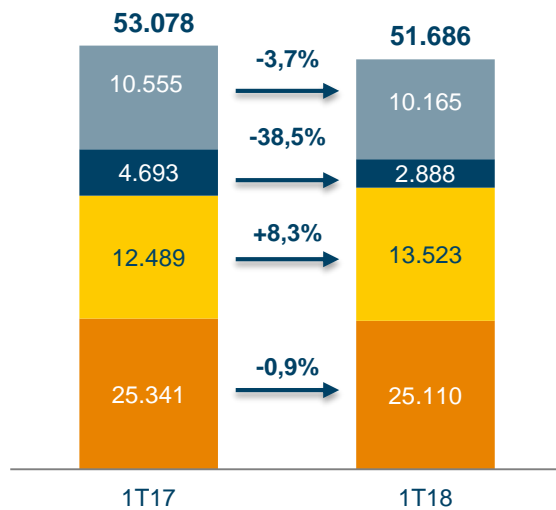
España (GWh)



Chile (GWh)



Internacional (GWh)



Industrial España  
CCCs

Residencial España  
Ventas a terceros

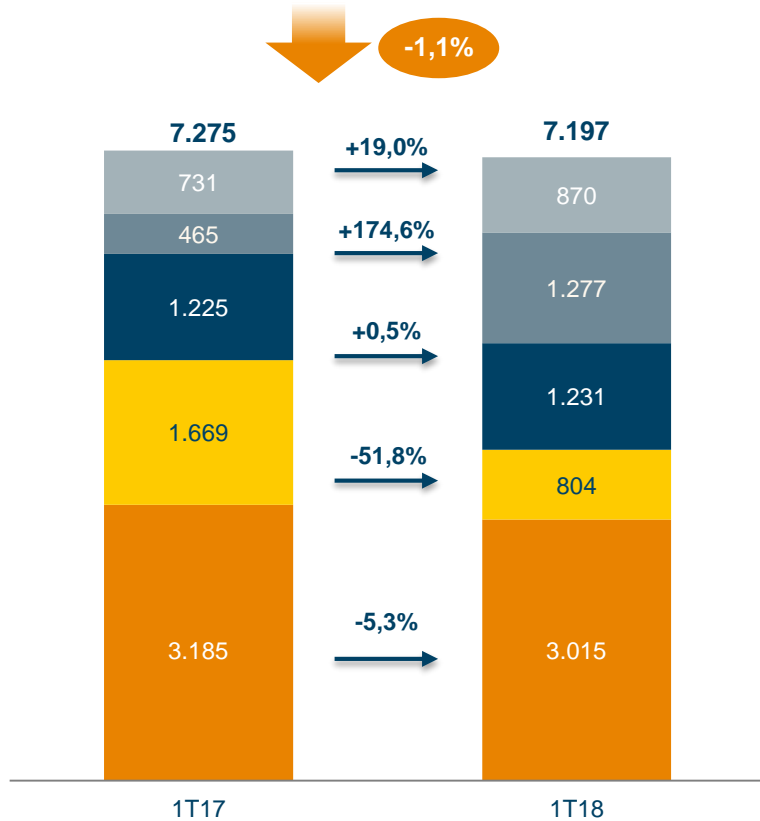
Ventas a terceros  
Ventas propias (Metrogas)

GNL internacional  
Industrial y ventas a terceros Europa

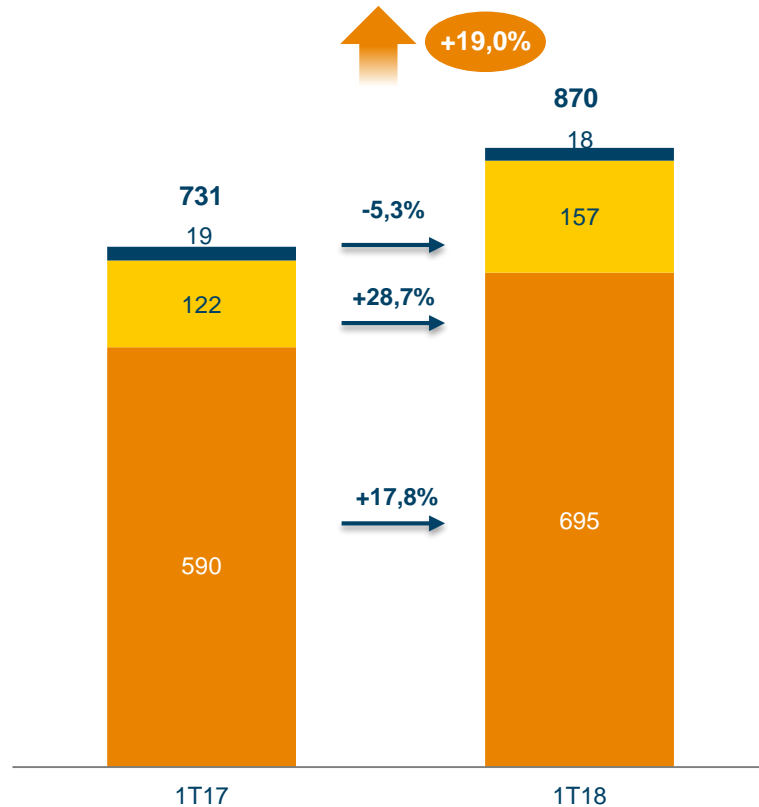
# Electricidad

## España (I)

Producción total de GNF (GWh)



Producción de GNF en cogeneración y renovables (GWh)



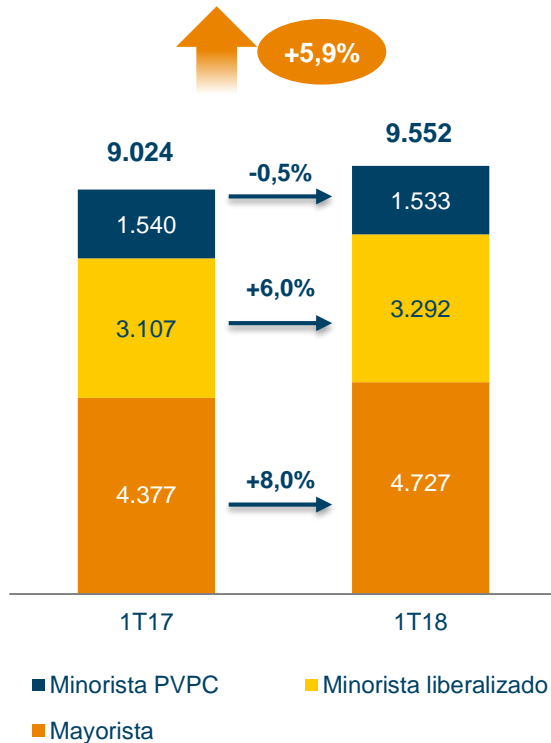
■ CCCs 
 ■ Carbón 
 ■ Nuclear 
 ■ Hidráulica 
 ■ Cogen.y Ren.

■ Eólico 
 ■ Mini hidráulico 
 ■ Cogeneración

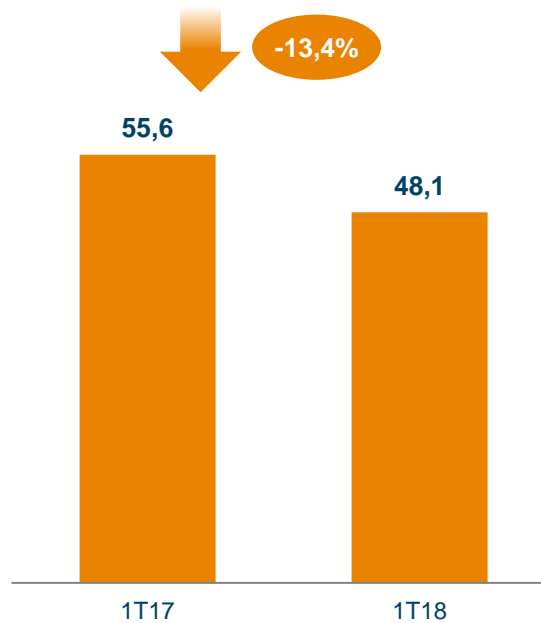
# Electricidad

## España (II)

Ventas de electricidad GNF (GWh)

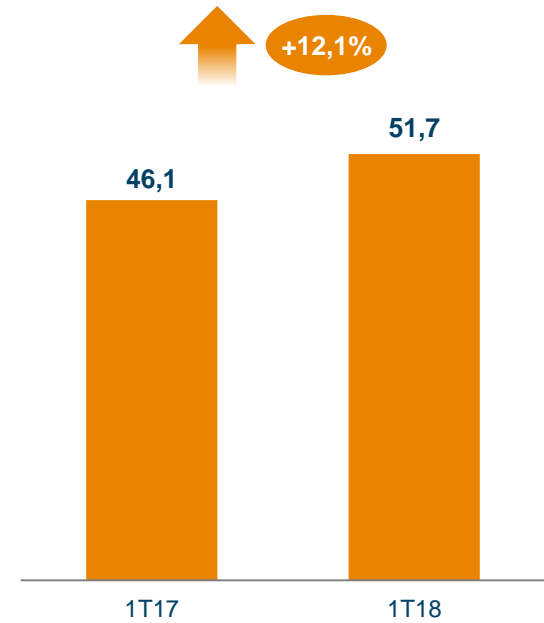


Precio medio del *pool*<sup>1</sup> (€/MWh)



Fuente: REE

Precio medio OMIP<sup>2</sup> (€/MWh)



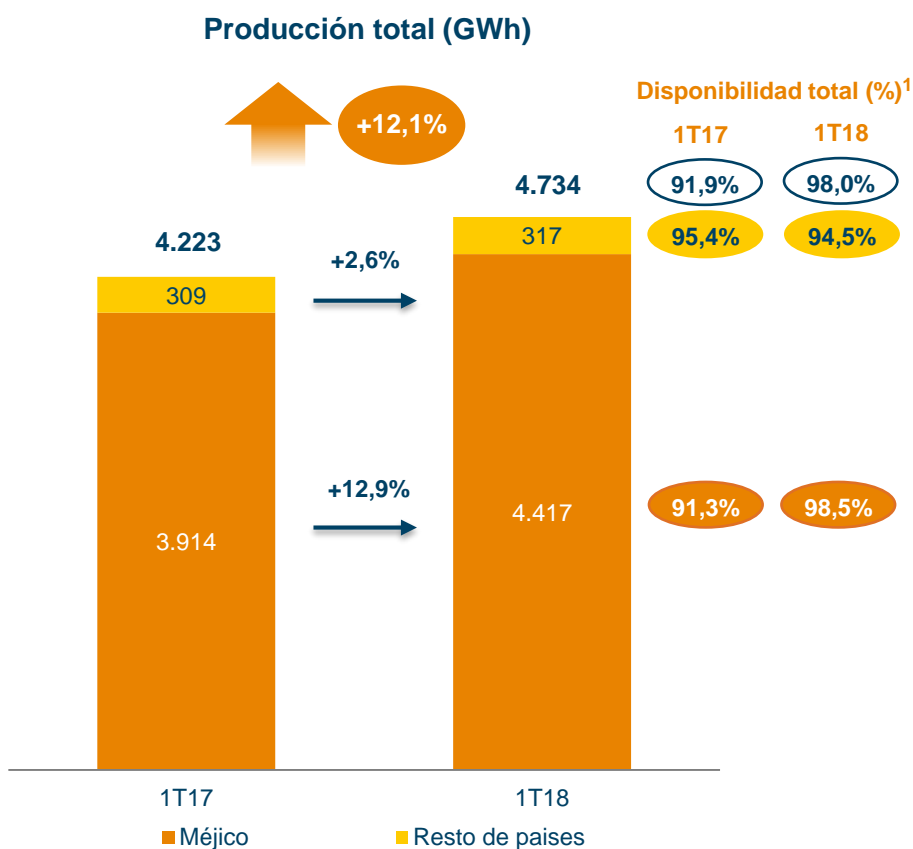
Fuente: OMIP

Notas:

1. Precio medio según mercado diario de electricidad
2. Media mensual de precios base en España del *forward* a 12 meses en el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIP) durante el periodo

# Electricidad

## Generación internacional



Notas:

1. El promedio de la energía eléctrica neta disponible en un período de tiempo dividido por la energía eléctrica calculada como la capacidad neta por las horas del período
2. Incluye producción eólica, hidráulica y solar

# Advertencia legal

El presente documento es propiedad de Gas Natural SDG, S.A. (GAS NATURAL FENOSA) y ha sido preparado por con carácter meramente informativo, no pudiendo ser divulgado, distribuido ni hecho público con una finalidad distinta, en todo o en parte, sin el consentimiento expreso y por escrito de GAS NATURAL FENOSA.

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, su negocio y/o su condición financiera.

La información contenida en este documento no persigue ser exhaustiva ni recoger toda la información que un potencial inversor podría desear o necesitar para decidir fundamentadamente si procede a la compra o transmisión de valores o instrumentos financieros vinculados a valores de GAS NATURAL FENOSA. La información contenida en este documento está asimismo sujeta a cambios, correcciones y añadiduras sin previo aviso. GAS NATURAL FENOSA no se hace responsable de la exactitud de la información contenida o referida en el presente documento, ni de los posibles errores u omisiones en él contenidos. GAS NATURAL FENOSA declina toda obligación de actualizar la información contenida en este documento, de corregir los errores que pudiera contener, de proporcionar acceso a información adicional a los destinatarios de este documento, o de revisar este documento como resultado de acontecimientos y circunstancias posteriores a la fecha del mismo o para reflejar acontecimientos imprevistos o cambios en las valoraciones o hipótesis empleados en su elaboración.

Algunas de las declaraciones e informaciones contenidas en el presente documento pueden estar fundadas en estudios internos de GAS NATURAL FENOSA, a su vez basados en asunciones y estimaciones que pueden no haber sido contrastados por ninguna fuente independiente y no se garantiza la precisión de las asunciones o estimaciones. Adicionalmente, parte de la información aquí contenida puede no haber sido auditada o revisada por los auditores de GAS NATURAL FENOSA. Por consiguiente, los destinatarios de este documento no deben atribuir una fiabilidad absoluta a la información recogida en el mismo.

El presente documento puede también incluir predicciones o proyecciones. Todas las declaraciones recogidas distintas de hechos históricos, incluyendo, entre otras, aquellas relacionadas con posiciones financieras, estrategias de negocio, planes de gestión y objetivos para futuras operaciones de GAS NATURAL FENOSA son predicciones o proyecciones. Estas predicciones o proyecciones están basadas en numerosas asunciones relativas a las estrategias de negocio presentes y futuras de GAS NATURAL FENOSA y en la situación del mercado en el futuro. Además, estas predicciones o proyecciones están expuestas a riesgos previsibles e imprevisibles, incertidumbres y otros factores que pueden alterar sustancialmente los resultados reales, logros, rendimiento o resultados industriales expresados o sugeridos en dichas predicciones o proyecciones. El cumplimiento de tales predicciones o proyecciones no está garantizado, basándose en algunos casos en juicios subjetivos, que pueden cumplirse o no. En consecuencia, y por diversas razones, los resultados reales que puedan alcanzarse en el futuro pueden diferir significativamente de los reflejados en las predicciones o proyecciones que puedan contenerse en el presente documento.

**ESTE DOCUMENTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA O INVITACIÓN PARA ADQUIRIR O SUSCRIBIR VALORES DE NINGÚN TIPO. ASIMISMO, ESTE DOCUMENTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA O SOLICITUD DE OFERTA DE COMPRA, VENTA, O DE CANJE DE VALORES EN ESPAÑA NI EN NINGUNA OTRA JURISDICCIÓN.**

Ni el presente documento ni ninguna copia del mismo podrán enviarse, introducirse, o divulgarse en los Estados Unidos de América, Canadá o Japón. La distribución del presente documento en otras jurisdicciones puede también estar restringido legalmente, por lo que las personas que posean este documento deben informarse al respecto y respetar las correspondientes restricciones.

Al examinar este documento, el destinatario se muestra conforme y acepta las restricciones y limitaciones expuestas

# Gracias

Esta presentación es propiedad de Gas Natural Fenosa. Tanto su contenido como diseño gráfico es para uso exclusivo de su personal.

©Copyright Gas Natural SDG, S.A.

RELACIÓN CON INVERSORES

telf. 34 91 210 7815

telf. 34 934 025 897

e-mail: [relinversor@gasnaturalfenosa.com](mailto:relinversor@gasnaturalfenosa.com)

Página web: [www.gasnaturalfenosa.com](http://www.gasnaturalfenosa.com)

