

Resultados primer semestre 2017 (1S17)

26 de julio de 2017



Agenda



1. **Hechos destacados**
2. **Progreso de la Visión estratégica 2016-2020**
3. **Resultados consolidados 1S17**
4. **Resultados 1S17 por actividades**
5. **Conclusiones**

Anexos



1. Hechos destacados

Evolución negocios y principales magnitudes

- ✓ Tendencia de resultados 2T17 en línea con 1T17
 - Sólida evolución en redes y en generación contratada internacional
 - Estabilización en la comercialización de gas
 - Continúan las dificultades del negocio electricidad España
 - Gestión continuada de la deuda
- ✓ En camino de lograr el plan de inversiones de crecimiento para 2017
- ✓ Pago del dividendo complementario de 2016 de 0,67€/acción el 27 de junio de 2017 y aprobación del pago del dividendo a cuenta de 2017 de 0,33€/acción el 27 de septiembre de 2017

(m€)	1S17	1S16	1S16 proforma ¹	1S17 vs. 1S16 proforma ¹
EBITDA	2.176²	2.457	2.330	-6,6%
Beneficio neto	550	645	647	-15,0%³
Inversiones netas⁴	740	622	608	+21,7%
Deuda neta	15.818	15.423⁵	15.423⁵	+2,6%

✓ **Trabajando hacia la consecución del objetivo de Beneficio neto de 2017 de 1,3-1,4bn€ a pesar de las dificultades en electricidad España durante la primera mitad del año**

Notas:

- 1 Proforma por la desconsolidación de Electricaribe (EBITDA 1S16 y beneficio neto de 127m€ y -2m€ respectivamente; inversiones netas de 14m€)
- 2 Impacto positivo en el EBITDA del 1S17 por 45m€ por el efecto de traslación de divisas
- 3 Caída en el beneficio neto acentuada por el crecimiento experimentado en los negocios con mayor peso participaciones no dominantes (e.g. Chile, Generación contratada internacional)
- 4 Incluye inversiones financieras, desinversiones y otros
- 5 A 31/12/2016, Electricaribe ya desconsolidada

Principales hechos destacados en el 1S17

1

Destacable crecimiento en actividades reguladas

2

Sólido comportamiento en Generación contratada internacional

3

Creciente exposición a energías renovables en España

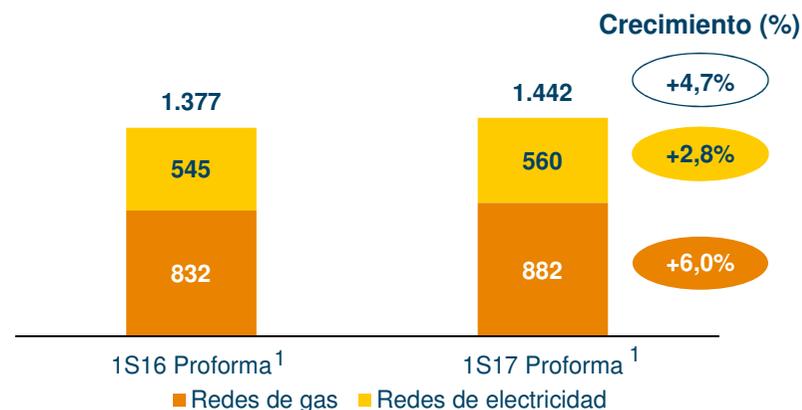
4

Renegociación exitosa y extensión del contrato de venta de GNL en Puerto Rico

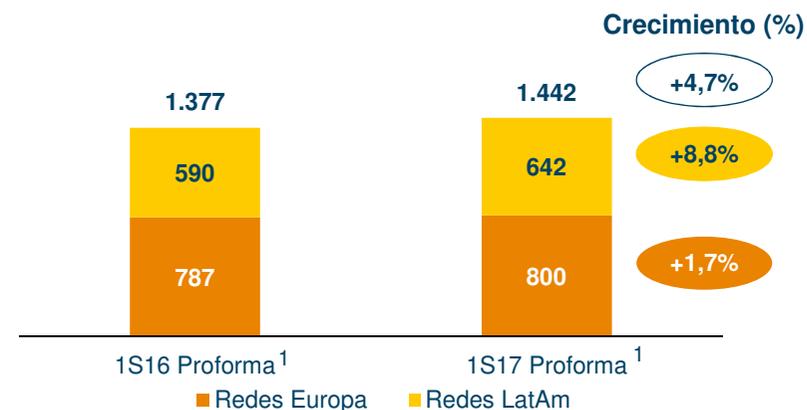
1

Destacable crecimiento en actividades reguladas (I)

EBITDA en redes (m€)^{1,2}



EBITDA en redes (m€)^{1,2}



Redes de gas

- ✓ **LatAm: Crecimiento del +9,8% en EBITDA apoyado por Chile, Méjico y Brasil**
- ✓ **España: Crecimiento del +3,1%¹ en el EBITDA proforma por costes de reestructuración**

Redes de electricidad

- ✓ **LatAm: Crecimiento del +7,0% en EBITDA excluyendo Electricaribe¹**
- ✓ **España: Crecimiento del +3,0%¹ en el EBITDA proforma por costes de reestructuración**

✓ **Sólido crecimiento en redes, especialmente en LatAm**

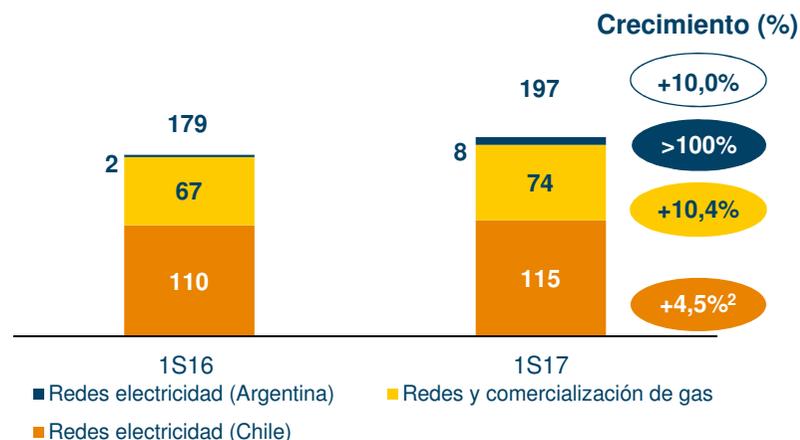
Notas:

¹ Proforma por la desconsolidación de Electricaribe (EBITDA 1S16 de 127m€) y costes de reestructuración de 3,6m€ y 1,8m€ en redes de electricidad y gas en España respectivamente en 1S16 vs. 13,9m€ en redes de electricidad España en 1S17, como parte del plan de eficiencias 2016-2018

² Efecto de traslación de divisas de +37m€

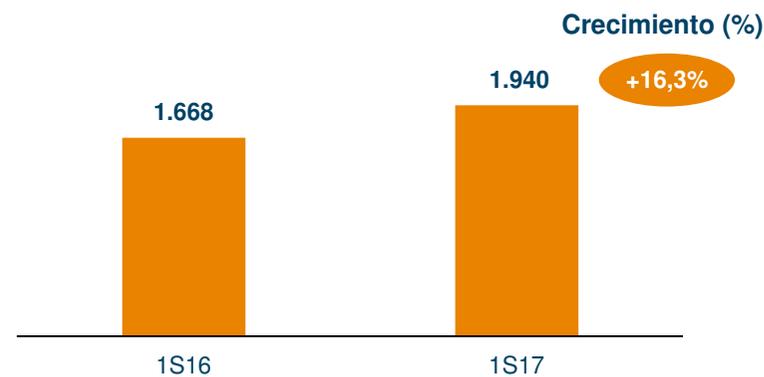
1 Destacable crecimiento en actividades reguladas (II)

CGE EBITDA¹ (CLP m)



- ✓ **Aumento de las ventas de electricidad en Chile**
- ✓ **Las redes de gas aumentaron las ventas en los segmentos residencial y comercial así como el aumento de los puntos de suministro netos en ~24k vs. 1S16**
- ✓ **Electricidad Argentina apoyada por el impacto positivo en la actualización de las tarifas indexadas**
- ✓ **Optimización continuada de la estructura societaria y corporativa**

EBITDA en distribución de gas Méjico¹ (MXN m)



- ✓ **Aumento significativo del volumen en el segmento industrial y los peajes de acceso (aumento de +7,9% y +19,4% respectivamente vs. 1S16)**
- ✓ **Aumento neto de clientes en ~57k (+5,4% más que en 1S16)**
- ✓ **Mayores márgenes recurrentes por la actualización de las tarifas indexadas**

✓ **Fuerte comportamiento de CGE en Chile y de redes de gas Méjico**

Notas:

1. Las cifras de crecimiento en moneda local difieren ligeramente frente a los resultados consolidados debido a ajustes de consolidación y otros ajustes
2. Crecimiento +6,5% en EBITDA excluyendo gastos extraordinarios en 1S17 relacionados con los cortes de suministro causados por los desastres naturales en Chile

Sólido comportamiento en Generación contratada internacional

EBITDA Generación contratada internacional (m€)¹



Crecimiento en Generación contratada internacional principalmente impulsada por Méjico

- ✓ Mejora de la disponibilidad gracias a un calendario de paradas favorable en 2017
- ✓ Fuerte comportamiento del exceso de energía gracias a mayores volúmenes y mejores márgenes

✓ **Sólido crecimiento y actividad de expansión asegurada en Generación contratada internacional**

Actualización de Brasil FV

- ✓ Sobre lo previsto para comenzar las operaciones en agosto 2017 de 2 plantas de 30MW cada una

Capacidad	▶	60 MW
PPA contratado (20 años)	▶	~ 95 €/MWh
EBITDA a pleno rendimiento	▶	~ 12m€
Inversión	▶	~ 95m€
TIR del proyecto (BRL)	▶	~ 17,5%

Nota:

¹ Efecto de traslación de divisas de +3m€

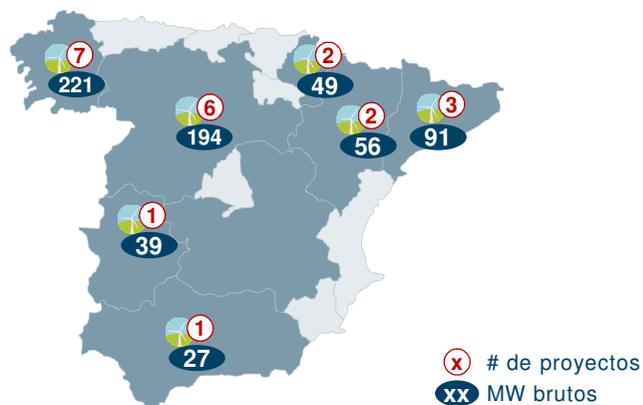
3 Creciente exposición a energías renovables en España

Visión general de la subasta de renovables en España

- ✓ Adjudicación de 667MW de potencia de generación eólica el 17 de mayo de 2017 (22% de la potencia subastada)
- ✓ Oportunidad de desplegar una cartera altamente competitiva y con alto valor de 22 proyectos, que GNF ha estado desarrollando desde hace años, localizados en lugares particularmente atractivos

- ✓ Nuevos proyectos solicitados en 2018-2019

Localización de los proyectos – Subasta de renovables en España



Nueva capacidad de renovables instalada en España

	Capacidad (MW)	Inversión
1 Proyectos eólicos en las Islas Canarias	65	~95m€
2 Subasta de renovables en España	678 ¹	Max. ~700m€

- ✓ Aumento del +60% en la capacidad de renovables hasta ~1,8GW
- ✓ Ya logrado el objetivo de nueva capacidad de renovables para 2020 definido en la Visión estratégica 2016-2020

✓ **Altos factores de carga, optimización del diseño y del aprovisionamiento junto con la excelencia operacional, permitirán una rentabilidad atractiva por encima del coste de capital para los nuevos proyectos**

Nota:

1 Adjudicados ligeramente por encima de 667MW dada la composición más ventajosa del mecanismo en términos de producción, capex y opex, otorgando también algo de margen en caso de contingencia

4

Renegociación exitosa y extensión del contrato de venta de GNL en Puerto Rico



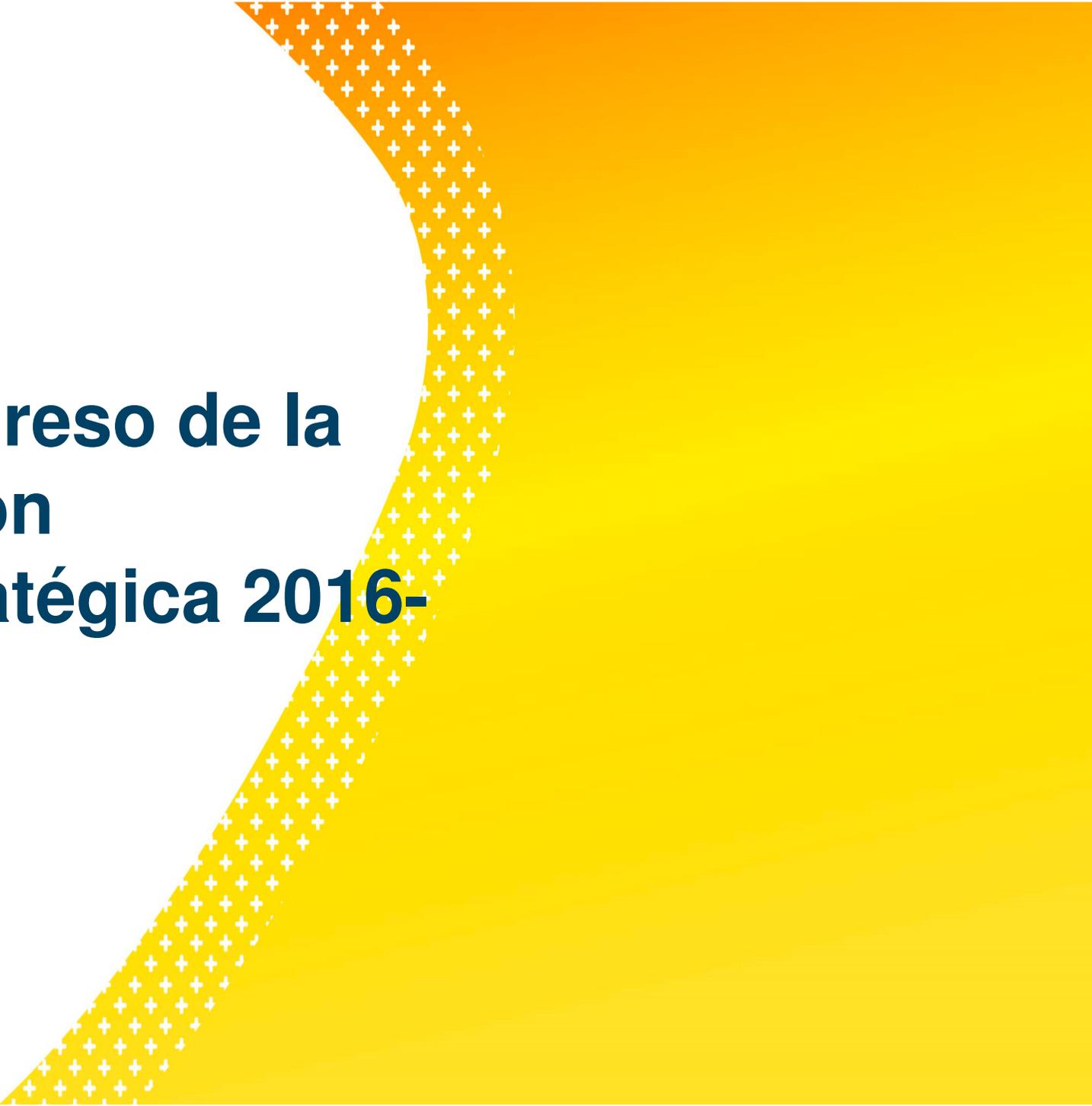
Descripción general

- ✓ **Renegociación y extensión** del contrato de venta de GNL con PREPA (Puerto Rico Electric Power Authority) **doblando el volumen actual (de 1 a 2 bcm/año)**
- ✓ **Asegurando ventas contratadas de GNL a clientes finales** en el medio plazo a **condiciones favorables**
- ✓ **Atractivo estratégico y encaje logístico** dada la posición de GNF en el área, permitiendo optimización de los contratos y la opción de cobertura a HH
- ✓ Este contrato de GNL **contribuye muy positivamente a los objetivos económicos y medioambientales de Puerto Rico**

Principales términos

Fecha de inicio	▶	Oct-2017
Volumen	▶	2 bcm/año
Duración	▶	~ 3 años
Fórmula del precio	▶	50 / 50 HH / Brent

- ✓ **GNF continúa asegurando contratos a medio-largo plazo en GNL internacional; en camino de lograr el objetivo de asegurar el 70-80% del volumen de las ventas para 2018 antes de final de año**



2. Progreso de la Visión estratégica 2016- 2020

Principales pilares de la Visión estratégica 2016-2020



- ✓ Progresivo cumplimiento de los principales pilares de nuestra Visión estratégica 2016-2020 presentada el 11 de mayo de 2016

1 La generación de caja sostiene el dividendo futuro

Aprobación del dividendo a cuenta 2017

- ✓ **Alineado con la política de dividendo para el periodo 2016-2018**
 - *payout* del 70%
 - mínimo dividendo de 1€/acción
 - pago del dividendo a cuenta en septiembre
-
- ✓ **Dividendo a cuenta de 2017 de 0,33€/acción a pagar el 27 de septiembre de 2017 aprobado por el Consejo de Administración**
 - Enteramente en efectivo
-
- ✓ **Dividendo total de al menos 1.001 millones de € contra resultados de 2017**
- ✓ **Comprometidos con una remuneración atractiva y sostenible al accionista**

2 Estricta disciplina financiera

Optimización continuada del coste de la deuda

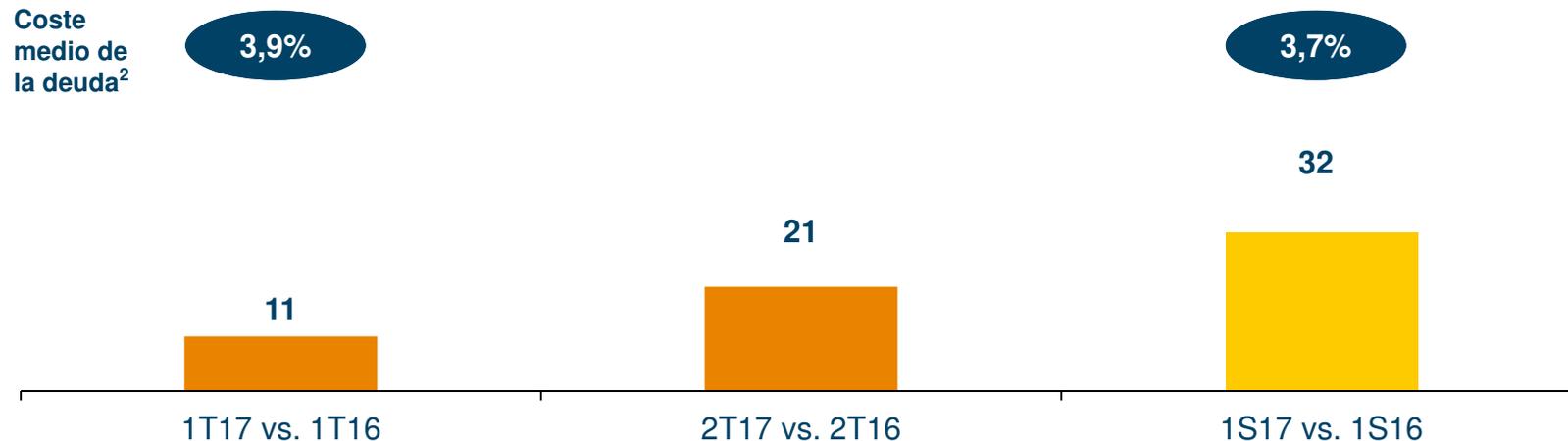
- ✓ **Cierre exitoso del ejercicio de “liability management” en abril 2017, con la emisión de 1.000m€, a 7años y cupón de 1,125% y recompra de 1.000m€ en bonos**
 - ✓ **Nuevos préstamos corporativos a largo plazo con instituciones (650m€)**
 - Préstamo por 450m€ (hasta 20 años) con BEI
 - Préstamo por 200m€ (hasta 11 años) con ICO
 - ✓ **Nuevos préstamos corporativos y optimización de líneas de crédito (3.500m€)**
 - Extensión de líneas de crédito a largo plazo por >2.800m€
 - Optimización de un préstamo a largo plazo por aproximadamente 700m€
 - ✓ **Optimización continuada de la deuda en LatAm con 650m€ de refinanciación incluyendo:**
 - Méjico: nuevas líneas de crédito por 4.000m MXN (de las cuales 2.000m MXN a tipo fijo)
 - Panamá: nuevo préstamo por 120m USD a tipo fijo
 - ✓ **Gestión proactiva del riesgo de tipo de interés**
 - Actualmente 80% de la deuda a tipo fijo (aprox. 70% de la exposición a tipos cubierta hasta hasta finales de 2020)
 - Más de 4.500m€ de deuda nueva a largo plazo a tipo fijo en 2017
- ✓ **Los esfuerzos continuados de “liability management” han permitido reducir el coste de capital, aumentar la proporción a coste fijo y la extensión de la vida media de la deuda a > 5,5 años**

2

Estricta disciplina financiera

Progresivo impacto en el resultado financiero

Evolución del resultado financiero (después de impuestos) (m€)¹



- ✓ Coste medio estimado de la deuda bruta financiera de ~3,6% para el año 2017 (70 pbs por debajo de la media de 2016)

- ✓ Impacto positivo progresivo de los esfuerzos de “liability management” en el resultado financiero

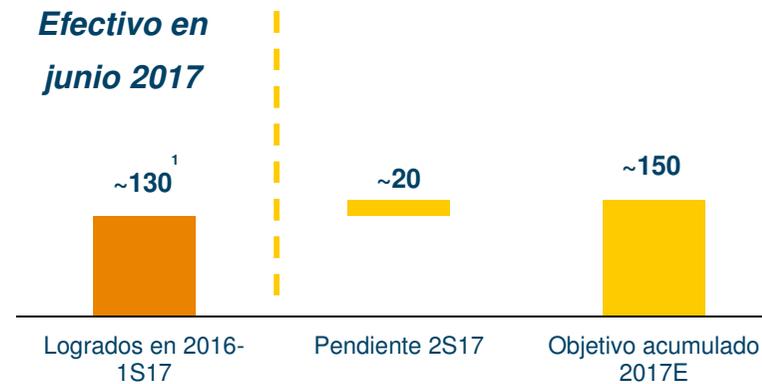
Notas:

1. Proforma por la desconsolidación de ECA
2. Coste de la deuda financiera antes de impuestos

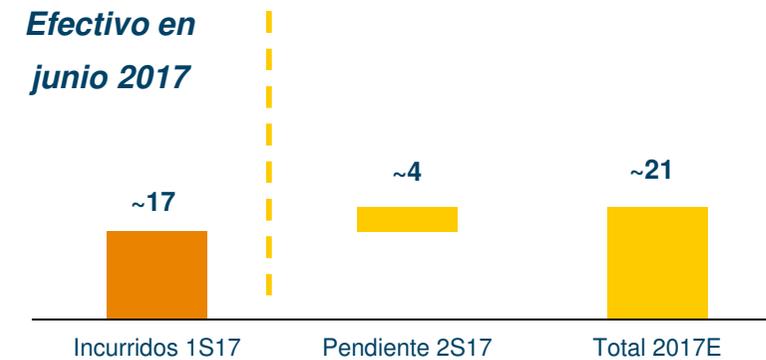
Plan de eficiencias

Plan de eficiencias 2016-2018

Ahorros de costes (m€)



Costes de reestructuración (m€)



EBITDA	Contribución plan de eficiencias ²	
	1S17 vs. 1S16	2017E vs. 2016
	~ +32m€	~ +67m€

- ✓ A junio 2017 todas las iniciativas necesarias para lograr el objetivo de 2017€ de ahorros acumulados de 150m€ han sido identificadas

- ✓ En camino de cumplir con el plan de eficiencias 2016-2018
- ✓ Identificación de ahorros de costes adicionales significativos conducen al lanzamiento de un nuevo y más ambicioso plan de eficiencias 2018-2020

Notas:

- Ahorros acumulados de 130m€ desde 2016 (89m€ en 2016 y 41m€ en 1S17) ya logrados
- Considerando ahorros adicionales en el periodo contra costes de reestructuración adicionales (e.g. ahorros adicionales de 61m€ para 2017E que cuestan 6m€ menos capturar vs. 2016)

3 Plan de eficiencias

Nuevo plan de eficiencias 2018-2020 (I)

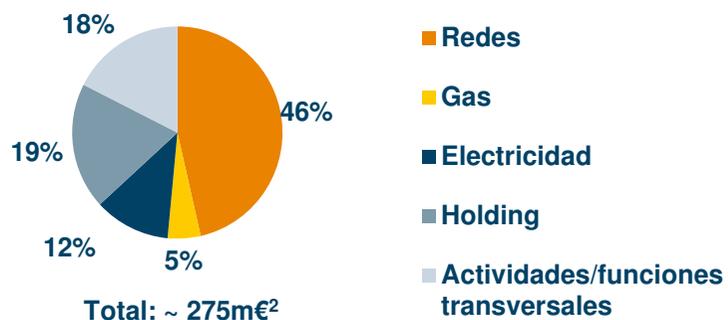
Plan de ahorros brutos acumulados y mejoras operativas (m€)



Ahorros brutos acumulados del nuevo plan de eficiencias 2018-2020

~275m€²

Desglose de los ahorros brutos y mejoras operativas por actividad (%)



✓ Las eficiencias se encuentran más presentes en actividades reguladas así como en el holding; las eficiencias transversales a través de actividades son también muy importantes

✓ Los costes de reestructuración estimados de ~170m€³ se incurrirán principalmente durante 2018

- ✓ Plan de eficiencias 2018-2020 integral y más ambicioso (4º plan desde 2009)
- ✓ Eficiencias adicionales y mejoras operacionales de ~45m€ en 2018E sobre el actual plan de eficiencias 2016-2018

Notas:

1. Incluye 35m€ de mejoras operativas adicionales que reducirán pérdidas de energía en redes de electricidad a través del uso de análisis avanzados y sistemas de seguimiento
2. Incluye 70m€ de ahorros sobre el plan actual de eficiencias 2016-2018 que se incorporarán ahora en el nuevo plan de eficiencias 2018-2020
3. Costes de reestructuración de 170m€ e inversiones adicionales de 60m€ incluidos (principalmente en tecnología) como parte del nuevo plan de eficiencias 2018-2020

3 Plan de eficiencias

Nuevo plan de eficiencias 2018-2020 (II)

Desglose de ahorros por iniciativas¹ (m€)

Ahorros brutos acumulados

	<p>Digital & tecnología</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Nuevas tecnologías para transformar procesos, gestión de las relaciones con clientes, y mantenimiento y gestión de activos 	<p>~82m€</p>
	<p>Nuevas políticas y modelos de gestión</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Adaptados a cada actividad, geografía y energía / entorno macro ✓ Redefinición de la expansión y mantenimiento de modelos comerciales 	<p>~42m€</p>
	<p>Simplicidad inteligente y stop doing</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Revisión de las relaciones internas y externas incluyendo la redefinición de los modelos BPO² y revisión de contratos con proveedores externos 	<p>~32m€</p>
	<p>Reestructuración y optimización de plantilla</p>	<p>~78m€</p>
	<p>Proceso continuado y medidas de optimización</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso continuado de optimización a través de la digitalización de los procesos del <i>front</i> y <i>back-offices</i>, mejora en logística y otras eficiencias 	<p>~41m€</p>
<p>Ahorros brutos totales</p>		<p>~275m€</p>

✓ **Palancas identificadas para cumplir con el nuevo plan de eficiencias 2018-2020**

Notas:

1. Incluye análisis avanzado, procesos robóticos de automatización, procesos de optimización LEAN Six Sigma y Agile, PDRI (Project Definition Rating Index) para renovables, y otros
2. Por sus siglas en inglés "Business process outsourcing"

4 Gestión de cartera

Procesos previos de optimización de cartera

- ✓ GNF ha gestionado de forma proactiva y exitosa su cartera de negocio
- ✓ Ventas y adquisiciones recientes alineadas con la estrategia
 - Aumento de la exposición en redes / renovables
 - Inversión en activos con valor añadido
- ✓ **Ventas en 2016: 756m€**
 - 20% GNL Quintero
 - Chile LPG
 - 21% UF Gas Mugardos
 - 42,5% UF Gas Sagunto
- ✓ **Adquisiciones en 2016: 350m€**
 - 37,9% GN Chile
 - Vayu Ltd.
 - Generación contratada internacional *Greenfield projects*

Análisis continuado del encaje estratégico y otras oportunidades estratégicas

Revisión de regiones/negocios non-core

- ✓ Regiones/negocios de bajo desempeño o con falta de masa crítica para alcanzar un criterio de rentabilidad o crecimiento
- ✓ Regiones/negocios con baja integración / bajas sinergias con el resto de nuestras actividades o donde GNF no tiene una ventaja competitiva
- ✓ GNF está valorando alternativas estratégicas en diversos activos con un valor neto agregado de ~1.000 m€ , incluyendo Italia, activos inmobiliarios y otros

Otros estratégico/M&A

- ✓ Gestión proactiva de nuestra cartera
- ✓ Maximización de la creación de valor para nuestros accionistas

- ✓ **Como un pilar fundamental en nuestra Visión estratégica 2016-2020 GNF está la continua evaluación de alternativas estratégicas con el objeto de maximizar la creación de valor**

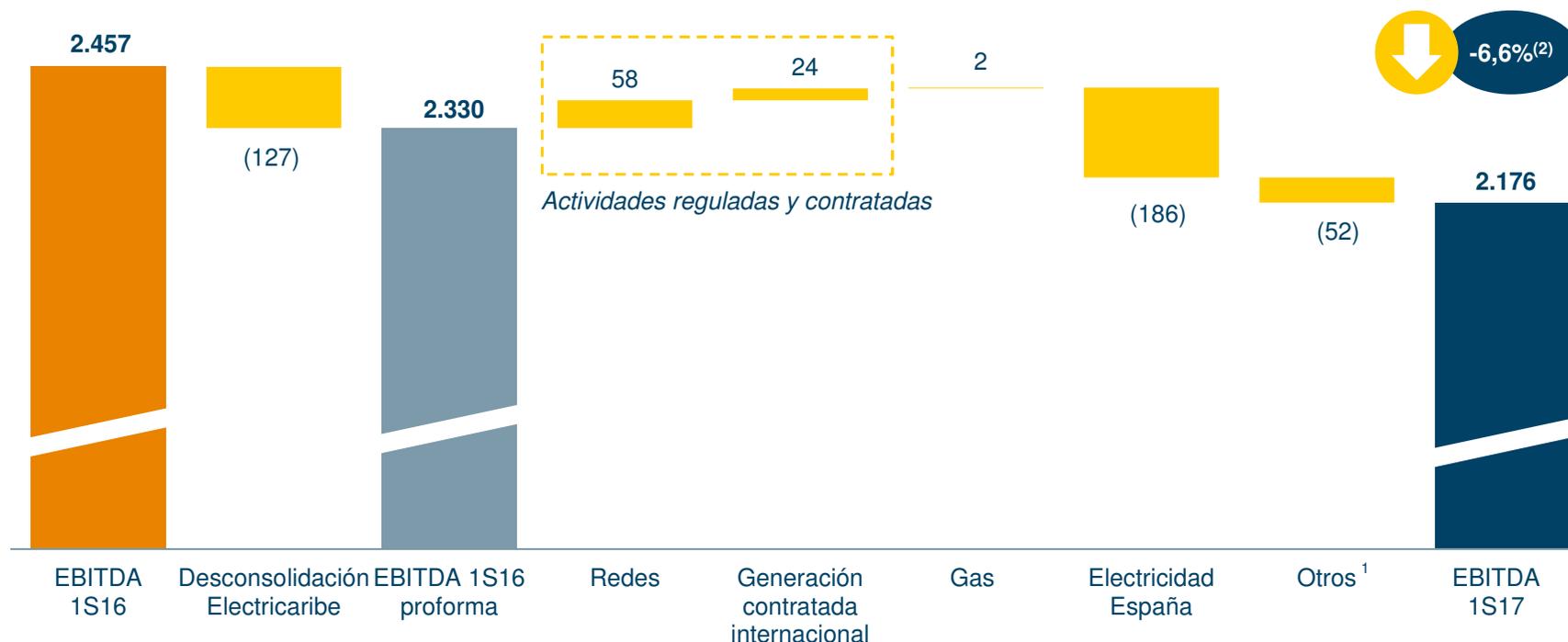


3. Resultados consolidados 1S17

Análisis del EBITDA

1S17 vs. 1S16

EBITDA (m€)



✓ **El sólido comportamiento de la actividades reguladas y contratadas, y la contribución estable del negocio de gas ayudan a compensar las dificultades de electricidad España, los menores ingresos no recurrentes y la desconsolidación de Electricaribe**

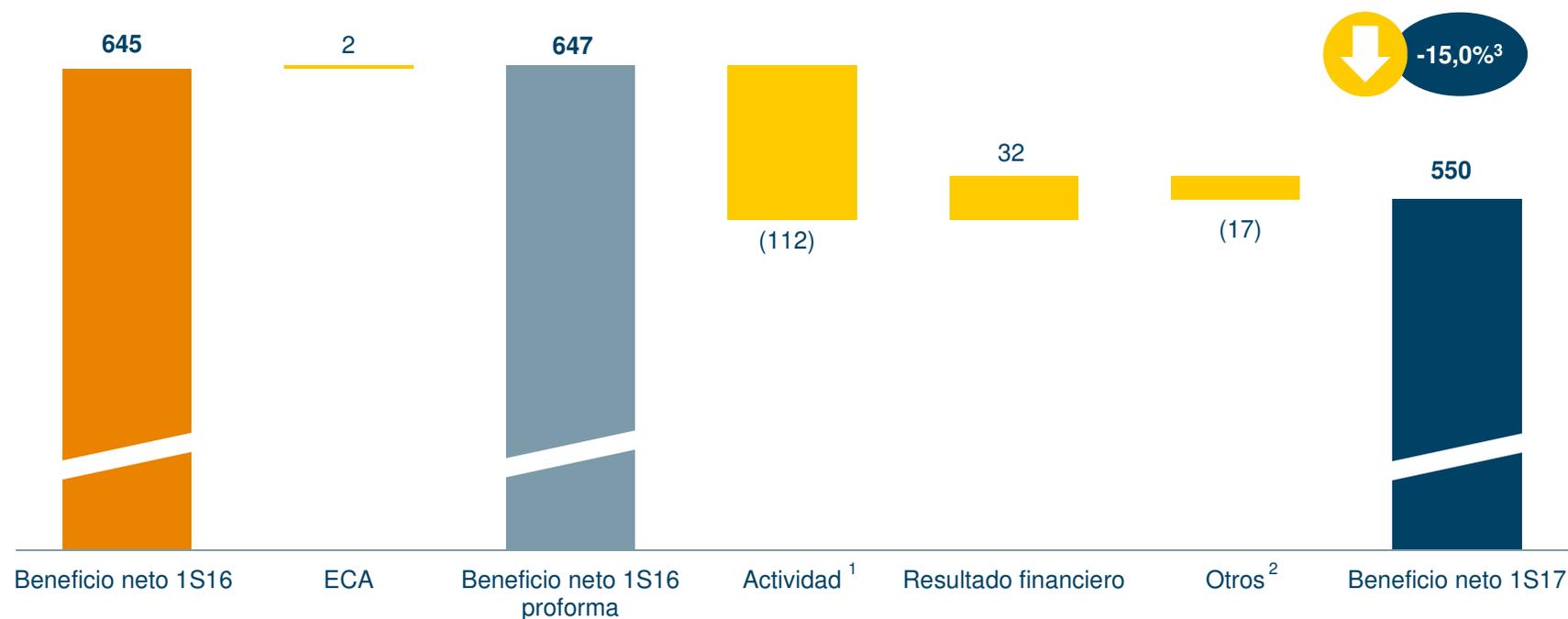
Notas:

- 1 Incluye el holding y otras actividades (minería, ingeniería, etc.); principalmente afectadas por elementos no recurrentes: (i) plusvalías en 1S16 por la venta de activos inmobiliarios y otros elementos positivos no recurrentes, y (ii) costes no recurrentes en 1S17 debido a cortes de suministro causados por los desastres naturales en Chile y el lanzamiento del plan de vulnerabilidad energética en España
- 2 Pro-forma por la desconsolidación de Electricaribe

Análisis del beneficio neto

1S17 vs. 1S16

Beneficio neto (m€)



✓ **El fuerte enfoque en la gestión financiera mitiga parcialmente el impacto negativo en actividad (principalmente electricidad España) y operaciones discontinuadas**

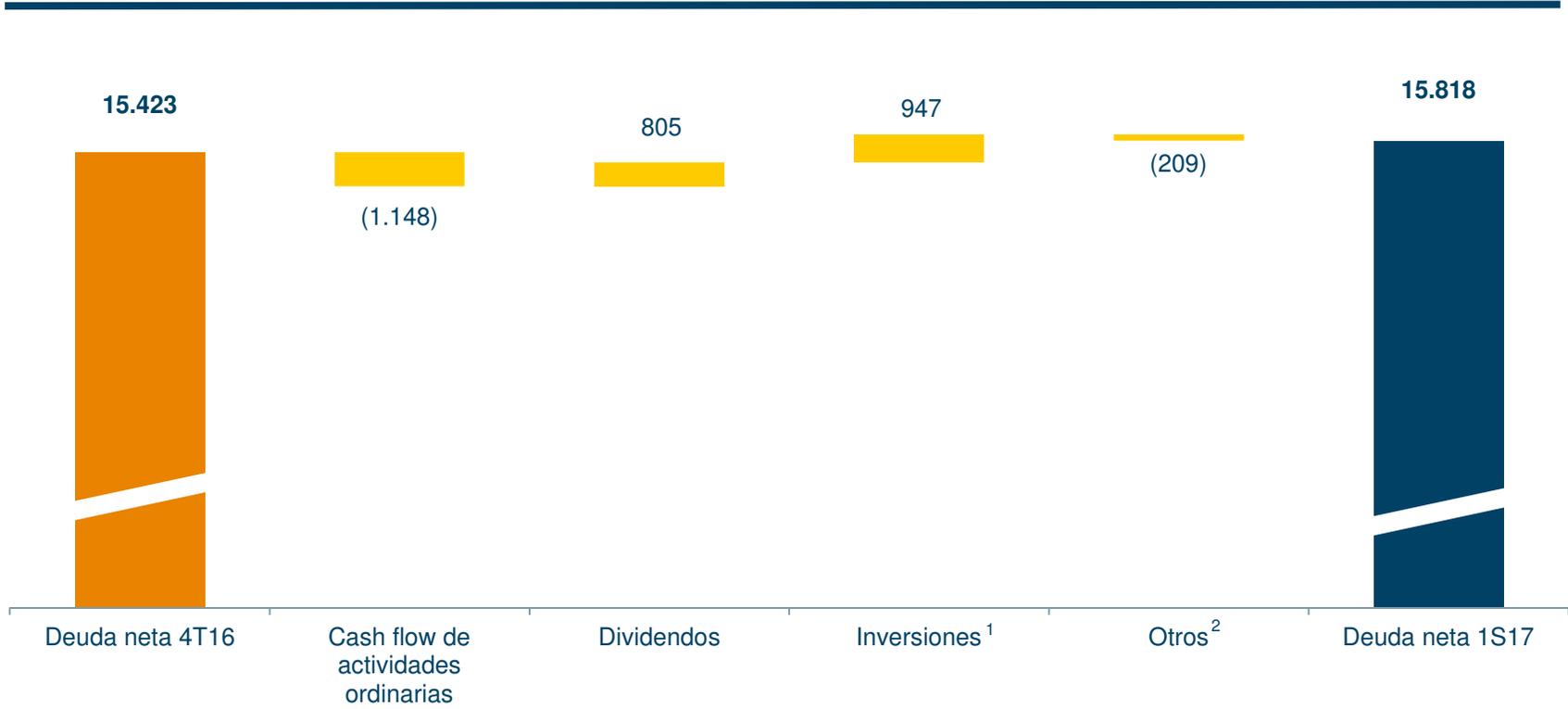
Notas:

- 1 Incluye EBITDA (ex. Electricaribe), amortizaciones, provisiones y efectos fiscales; impacto negativo principalmente debido a electricidad España y elementos no recurrentes
- 2 Otros incluye la participación en resultados de asociadas, operaciones discontinuadas y participaciones no dominantes
- 3 Pro-forma por la desconsolidación de Electricaribe

Evolución de la deuda neta



Deuda neta (m€)



✓ **Deuda neta estable a pesar del pago del dividendo complementario 2016 en efectivo en junio 2017 y el crecimiento en inversiones**

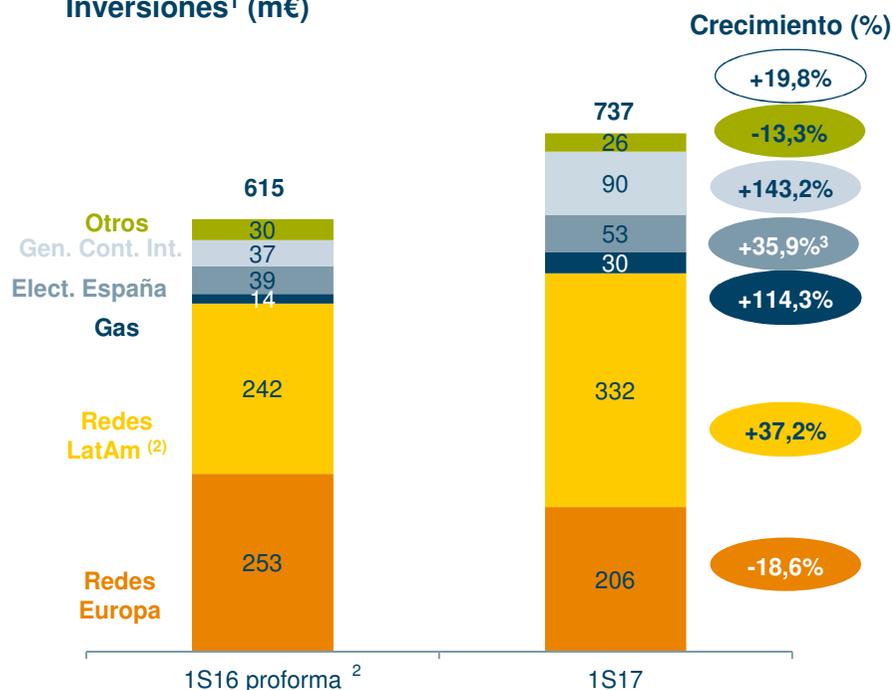
Notas:

- 1 Inversiones pagadas en el trimestre
- 2 Principalmente relacionado con el efecto de traslación de divisas en la consolidación y otros elementos de generación de caja

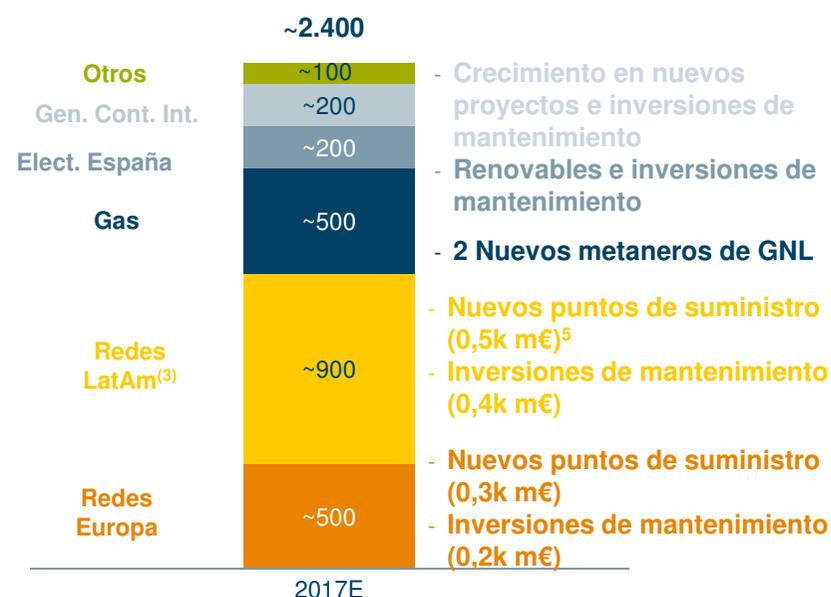
Inversiones

1S17 vs. 1S16

Inversiones¹ (m€)



Inversiones netas 2017E⁴ (m€)



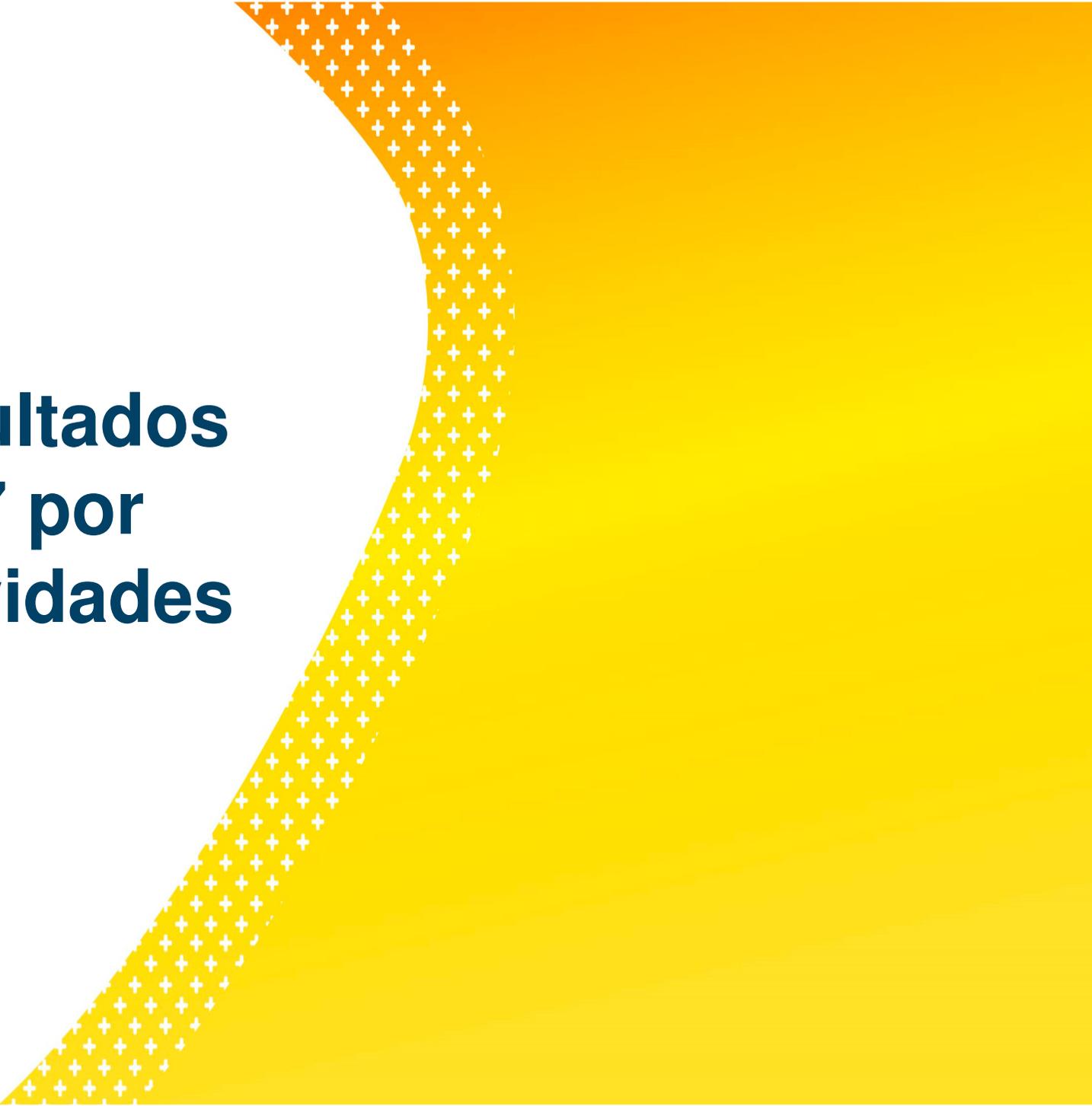
- ✓ **Crecimiento del capex principalmente en redes LatAm y en Generación contratada internacional**
- ✓ **Inversiones de crecimiento 392m€ (53% del capex total)**

- ✓ **En camino de lograr los objetivos marcados para 2017 apoyando el crecimiento del EBITDA en línea con la actual Visión estratégica 2016-2020**

✓ **Plan de inversiones de crecimiento según lo previsto**

Notas:

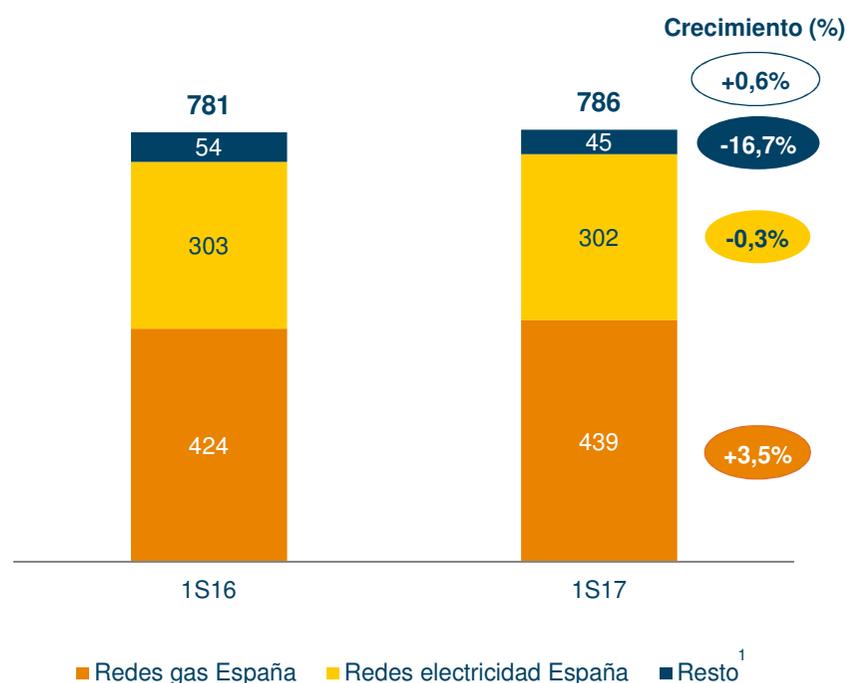
- 1 Inversiones materiales e intangibles, excluyendo inversiones financieras y desinversiones
- 2 Proforma por la desconsolidación de Electricaribe (inversiones en el 1S16 de 14m€)
- 3 Principalmente Islas Canarias (proyectos eólicos)
- 4 Capex ~300m€ menor que el incluido en la actual Visión estratégica 2016-2020 debido a la desconsolidación de ECA
- 5 De los cuales ~0,25m€ CGE Chile y ~0,12m€ Méjico



4. Resultados 1S17 por actividades

Redes Europa

EBITDA (m€)



Electricidad

- ✓ España: +3,0% crecimiento en EBITDA excluyendo 10,3m€ de costes de reestructuración incurridos en 1S17 como parte del plan de eficiencias
- ✓ Caída en Moldavia derivada de cambios regulatorios
- ✓ Inversiones que sustentan el crecimiento del EBITDA : 109m€ en 1S17 (de los que 23m€ son inversiones de crecimiento)

Gas

- ✓ Actividad en España apoyada por la adquisición de ~230.000 puntos de suministro de GLP en 4T16 y un crecimiento neto en puntos de suministro de ~ 23.000 en 1S17
- ✓ Inversiones que sustentan el crecimiento del EBITDA: 97m€ en 1S17 (de los cuales 69m€ inversiones de crecimiento) y más de ~36.000 nuevos puntos de suministro vs. 1S16

✓ **Crecimiento del +1,7% en EBITDA en una fuerte actividad regulada, una vez ajustados los costes de reestructuración del plan actual de eficiencias**

Nota:

¹ Italia y Moldavia; el último con efecto positivo de traslación de divisas de 1m€ en 1S17

Redes LatAm

Distribución de gas



EBITDA (m€)

País	1S17	1S16	Variación	Variación (%)
Chile	103	88	15	+17,0%
Colombia	72	84	(12)	-14,3%
Brasil	130	103	27	+26,2%
Méjico	92	84	8	+9,5%
Otros ¹	17	18	(1)	-5,6%
TOTAL	414	377	37³	+9,8%

Incremento neto puntos de suministro vs. 1S16 ('000)

~ 23

~ 110

~ 48

~ 116

~ 22²

~ 320

- ✓ Chile: mayores ventas en los segmentos residencial y comercial
- ✓ Colombia: comparación afectada por la atípica demanda y un semestre seco en 1S16; fenómeno climático “El Niño”
- ✓ Brasil: crecimiento de volúmenes y actualización de índices por inflación (IGPM) junto con impacto positivo por traslación de divisa
- ✓ Méjico: aumento significativo de volúmenes y actualización de tarifas indexadas
- ✓ Inversiones que sustentan el crecimiento del EBITDA: 155m€ en 1S17 (de los cuales 101m€ inversiones de crecimiento) y más de ~ 320.000 nuevos puntos de suministro vs. 1S16

✓ **Fuerte crecimiento apoyado por resultados robustos en Chile, Méjico y Brasil**

Notas:

1. Distribución de gas en Argentina y Perú
2. Sólo Argentina
3. Efecto positivo de traslación de divisas +24m€

Redes LatAm

Distribución de electricidad

EBITDA (m€)

País	1S17	1S16	Variación	Variación (%)
Chile	162	147	15	+10,2%
Panamá	55	64	(9)	-14,1%
Argentina	11	3	8	+267%
TOTAL¹ (excl. ECA)	228	213	15²	7,0%

Crecimiento
ventas (%)

+2,0%

+0,3%

-2,0%

+1,2%

- ✓ Chile: +6,5% crecimiento de EBITDA en moneda local vs. 1S16 ajustado por gastos no recurrentes³
- ✓ Panamá: impacto por reembolsos a clientes en 1S17 en compensación de mayores cobros en el periodo 2002-06
- ✓ Argentina: impacto positivo de la actualización de tarifas indexadas
- ✓ Inversiones que sustentan el crecimiento del EBITDA: 177m€ en 1S17 (de los cuales 82m€ inversiones de crecimiento)

✓ **Sólido comportamiento de distribución eléctrica en LatAm (crecimiento del +7,0% en EBITDA ex-Electricaribe) apoyado por mayores ventas e inversiones recientes**

Notas:

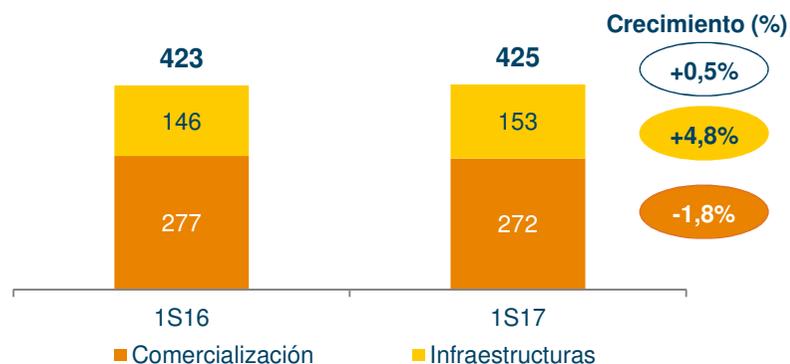
1 Excluyendo Electricaribe a efectos comparativos (1S16 EBITDA de 127m€)

2 Efecto positivo de traslación de divisas de +€12m

3 Gastos no recurrentes en 1S17 derivados de los cortes de suministro en Chile tras los desastres naturales

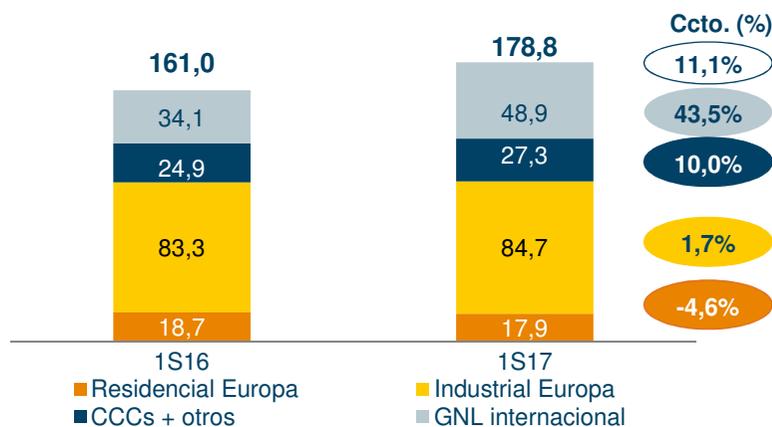
Gas

EBITDA (m€)¹

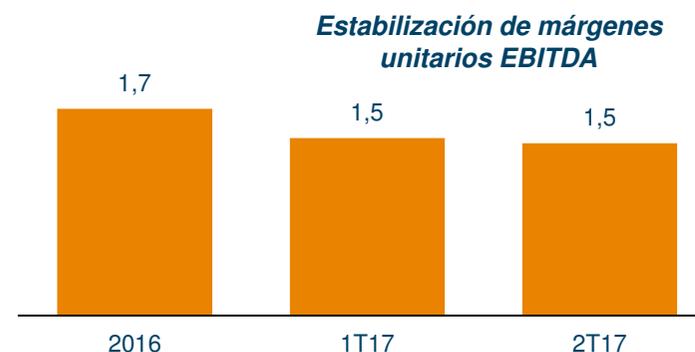


- ✓ **Infraestructuras:** crecimiento derivado fundamentalmente del aumento de tarifa del 3% en el gasoducto Magreb-Europa
- ✓ **Comercialización:** aumento de las ventas de GNL internacional en el 1S17 (+43,5% GWh vs.1S16)

Ventas de gas (TWh)



Evolución margen comercialización EBITDA (€/MWh)



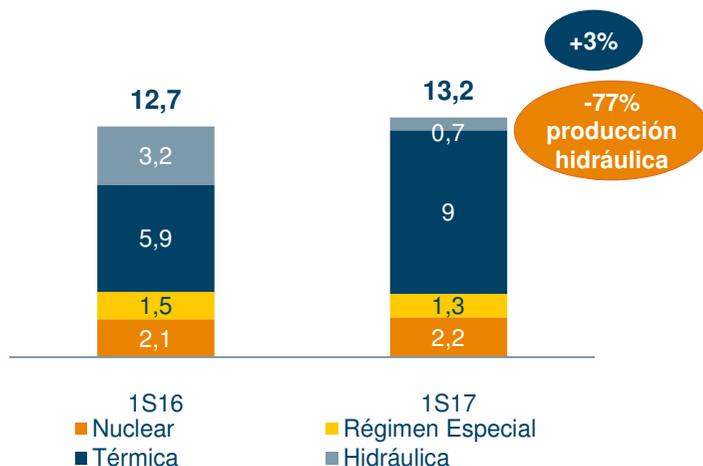
✓ **Resultados estables vs. 1S16 por la contribución positiva de los nuevos volúmenes, que compensan la presión a la baja en márgenes en el segmento de mercado industrial español**

Nota:

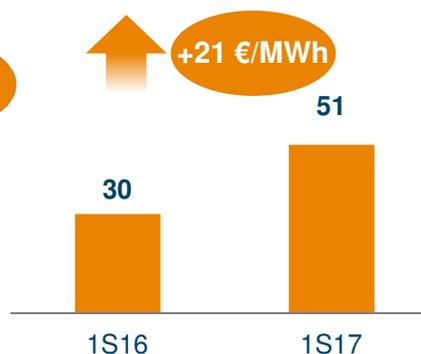
1 Efecto positivo de traslación de divisas de +5m€ en infraestructuras

Electricidad España

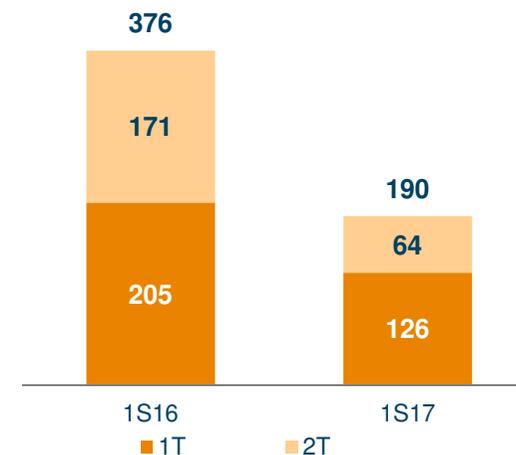
Producción GNF (TWh)



Precio del pool¹ (€/MWh)



EBITDA (m€)



**Impacto EBITDA
2017E vs. 2016**

≤ -200m€

- ✓ **Mayores costes de generación:**
 - La generación hidráulica supone sólo un 6% de la producción en 1S17 vs. 25% 1S16
 - Mayores precios de los combustibles
- ✓ **El exceso globalizado de la oferta de gas y las mayores importaciones compiten por el mayor hueco térmico**
- ✓ **Márgenes de comercialización afectados por mayores precios del pool, con precios de venta particularmente bajos, dados los excepcionalmente bajos precios forward² en base a los cuales fueron establecidos en 1S16**

✓ **Como en 1T17, el decalaje entre los costes de generación y los precios de comercialización impide el traslado de los mayores costes de generación a los clientes**

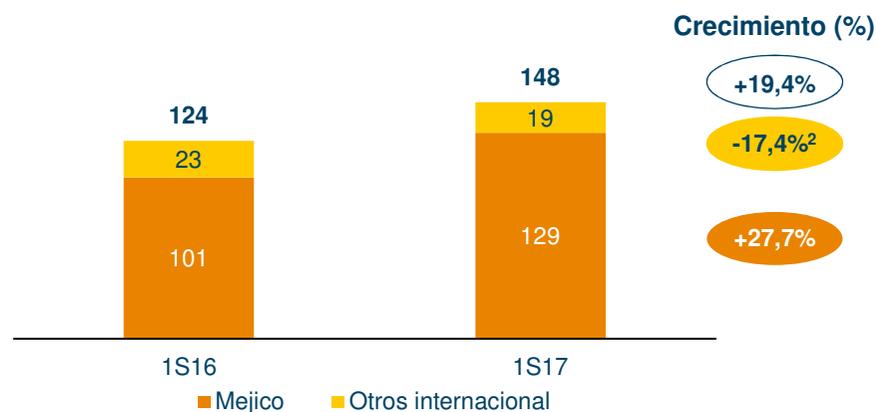
Notas:

1 Precio medio en el mercado diario de generación

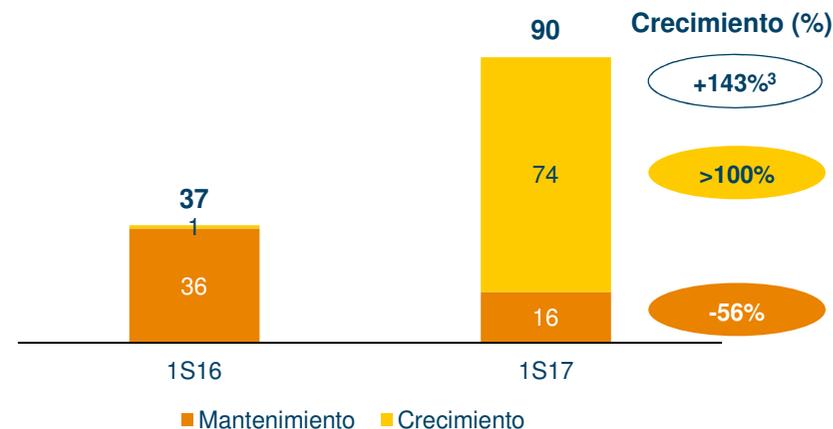
2 Promedio OMIP de 41,9 €/MWh en 1S16 vs. 47,0 €/MWh en 1S17 con precios particularmente bajos en el periodo febrero-septiembre 2016

Generación contratada internacional

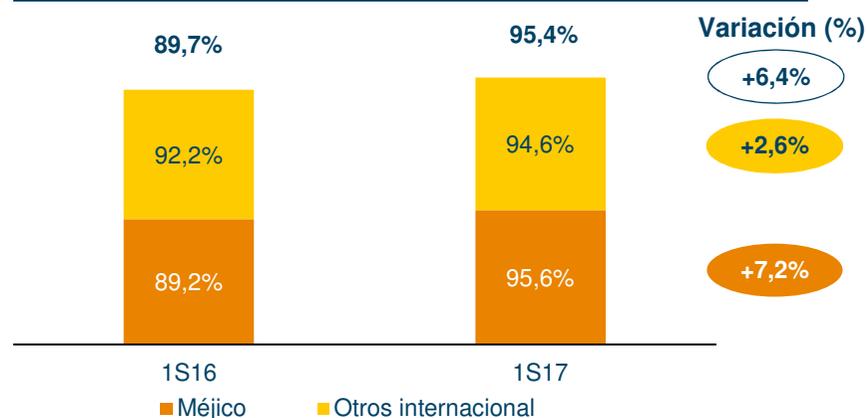
EBITDA (m€)¹



Inversiones (m€)



Disponibilidad total (%)



Crecimiento en generación contratada internacional derivado fundamentalmente de Méjico

- ✓ Mejora disponibilidad por calendario de paradas favorable en 2017
- ✓ Buen comportamiento del exceso de energía debido a mayores volúmenes y mejores márgenes

Brasil PV: sobre lo previsto para comenzar las operaciones en agosto 2017

✓ **La generación contratada internacional continúa mostrando un fuerte crecimiento gracias a inversiones rentables**

Notas:

- 1 Impacto por traslación de moneda de +€3m
- 2 Caída en República Dominicana por menor producción y menores precios en el mercado spot tras el final del (PPA) contrato con distribuidores; Costa Rica cae debido a las provisiones por la posible (ICE) sanción por el retraso en la planta de Torito; Kenia cae por el ingreso extraordinario por seguros de 1S16
- 3 Fundamentalmente explicado por inversiones de crecimiento de +€59m en proyectos PV de Brasil y +€15m en eólico de Australia



5. Conclusiones

Resumen y conclusiones

- ✓ Buena evolución de todos los negocios exceptuando electricidad España
- ✓ Mejores perspectivas para 2S17 en base a expectativas de menores adversidades en el negocio de electricidad España
- ✓ Sólido avance en el desarrollo de los pilares de nuestra Visión estratégica 2016-2020
 - Continuada inversión en crecimiento rentable principalmente en negocios regulados y contratados, con buena evolución y que hoy representan el 80% de nuestro EBITDA
 - Lanzamiento de un nuevo y más ambicioso plan de eficiencias 2018-2020
 - Foco en la optimización de nuestra cartera de activos
 - Continua la optimización del coste de la deuda y la fiscalidad
 - Aprobación del dividendo a cuenta 2017

- 
- ✓ Trabajando para cumplir con el objetivo de beneficio neto 2017 de €1,3-1,4bn

Anexos





1. Datos financieros

Cuenta de resultados consolidada



(m€)	1S17	1S16	Var. %
Cifra de negocio	12.283	11.409	+7,7%
Aprovisionamientos	(8.726)	(7.556)	+15,5%
Margen Bruto	3.557	3.853	-7,7%
Gastos de personal, neto	(501)	(506)	-1,0%
Tributos	(234)	(236)	-0,8%
Otros gastos, netos	(646)	(654)	-1,2%
EBITDA	2.176	2.457	-11,4%
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(843)	(868)	-2,9%
Provisiones	(64)	(142)	-54,9%
Otros gastos, netos	-	-	-
Beneficio antes de impuestos	1.269	1.447	-12,3%
Resultado financiero neto	(347)	(415)	-16,4%
Participación en resultados asociadas	7	(11)	-163,6%
Beneficio antes de impuestos	929	1.021	-9,0%
Impuestos	(218)	(240)	-9,2%
Resultado actividades discontinuadas	-	30	-100,0%
Participaciones no dominantes	(161)	(166)	-3,0%
Beneficio neto	550	645	-14,7%

Desglose del EBITDA

(m€)	Variación			
	1S17	1S16 proforma ¹	(m€)	(%)
Distribución de gas	882	830	52	+6,3%
Europa	468	453	15	+3,3%
Latinoamérica	414	377	37	+9,8%
Distribución de electricidad	546	541 ¹	5 ¹	+0,9% ¹
Europa	318	328	(10)	-3,0%
Latinoamérica	228	213 ¹	15 ¹	+7,0% ¹
Gas	425	423	2	+0,5%
Infraestructuras	153	146	7	+4,8%
Comercialización	272	277	(5)	-1,8%
Electricidad	338	500	(162)	-32,4%
España	190	376	(186)	-49,5%
Internacional	148	124	24	+19,4%
Otros	(15)	36	(51)	-
Total EBITDA	2.176	2.330¹	(154)¹	-6,6%¹

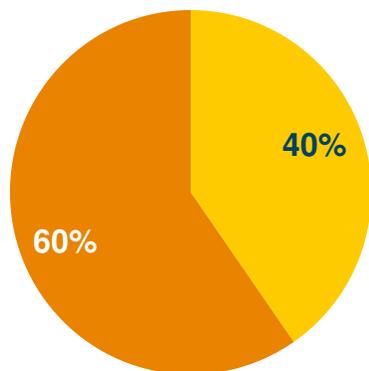
Nota:

¹ Proforma por la desconsolidación de Electricaribe (127m€ de EBITDA en el 1S16)

Análisis EBITDA

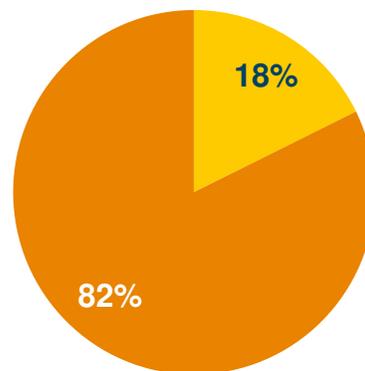


Gas/Electricidad



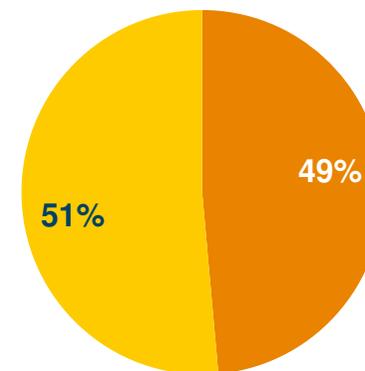
■ Gas ■ Electricidad

Regulados⁽¹⁾/No regulados



■ Regulados¹ ■ No regulados

España/Internacional



■ España ■ Internacional

Nota:

1 Incluye actividades contratadas (EMPL, GPG, renovables)

Efecto del tipo de cambio en el EBITDA

Distribución de gas

EBITDA (m€)

PAIS	1S17	1S16	Tipo de cambio	Actividad
Argentina	19	19	(2)	2
Brasil	130	103	19	8
Chile	103	88	4	11
Colombia	72	84	8	(20)
Méjico	92	84	(5)	13
Perú	(2)	(1)	0	(1)
TOTAL	414	377	24	13

Generación contratada internacional

EBITDA (m€)

PAIS	1S17	1S16	Tipo de cambio	Actividad
Méico	129	101	2	26
Resto	19	23	1	(5)
TOTAL	148	124	3	21

Distribución electricidad

EBITDA (m€)

PAIS	1S17	1S16	Tipo de cambio	Actividad
Argentina	11	3	0	8
Chile	162	147	10	5
Panamá	55	64	2	(11)
Moldavia	16	25	1	(10)
TOTAL (excl. ECA)¹	244	239	13	(8)

Gas

EBITDA (m€)

PAIS	1S17	1S16	Tipo de cambio	Actividad
Gas Infra	153	146	5	2
TOTAL	153	146	5	2

Efecto total del tipo de cambio: +45m€

Nota:

1 Excluye Electricaribe por motivos comparativos (1S16 EBITDA de 127m€)

Inversiones netas

(m€)	Variación			
	1S17	1S16	€m	%
Redes de gas	252	257	(5)	-1,9%
Europa	97	145	(48)	-33,1%
Latinoamérica	155	112	43	+38,4%
Redes de electricidad	286	252	34	+13,5%
Europa	109	108	1	+0,9%
Latinoamérica	177	144	33	+22,9%
Gas	30	14	16	-
Infraestructuras	5	2	3	-
Comercialización	25	12	13	+108,3%
Generación eléctrica	143	76	67	+88,2%
España	53	39	14	+35,9%
Internacional	90	37	53	+143,2%
Otros	26	30	(4)	-13,3%
Total material + inmaterial	737	629	108	+17,2%
Financieras	27	26	1	+3,8%
Toral bruto	764	655	109	+16,6%
Desinversiones y otros	(24)	(33)	9	-27,3%
Total inversiones netas	740	622	118	+19,0%

Estructura financiera (I)

Cómodo perfil de vencimiento de la deuda

A 30 junio de 2017
(m€)



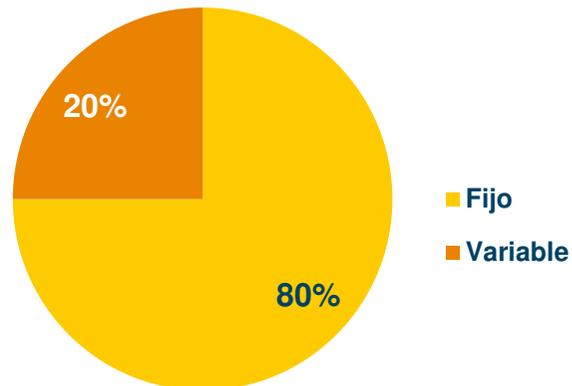
- Nueva emisión por €1.000 millones a 10 años en abril (cupón 1,125%)
- Vida media de la deuda neta > 5,5 años
- El 87% de la deuda neta vence a partir del 2019

Estructura financiera (II)

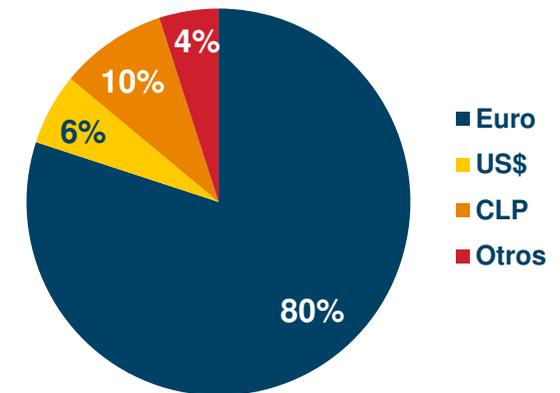
Eficiente estructura de la deuda neta

A 30 de junio de 2017

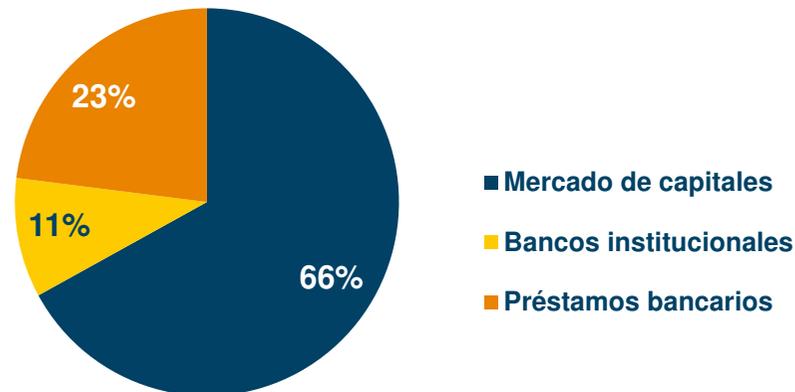
Mayoría de la deuda a tipo fijo obtenida a niveles muy competitivos



Política conservadora de exposición al tipo de cambio



Fuentes de financiación diversificadas



Estructura financiera (III)

Fuerte posición de liquidez



A 30 de junio de 2017 (m€)	Límite	Dispuesto	Disponible
Líneas de crédito comprometidas	7.656	469	7.187
Líneas de crédito no comprometidas	506	43	463
Préstamos BEI	502	-	502
Efectivo	-	-	1.455
TOTAL	8.664	512	9.607

- Capacidad adicional en los mercados de capitales por importe de ~6.200m€ tanto en programas Euro como en LatAm (Méjico, Chile, Panamá y Colombia)



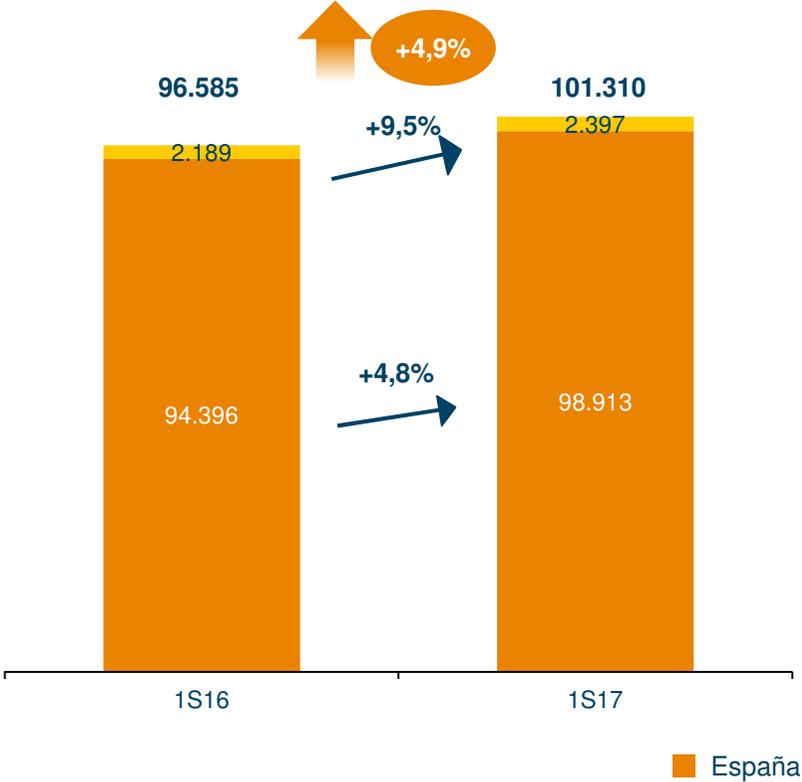
2. Datos operativos

Redes

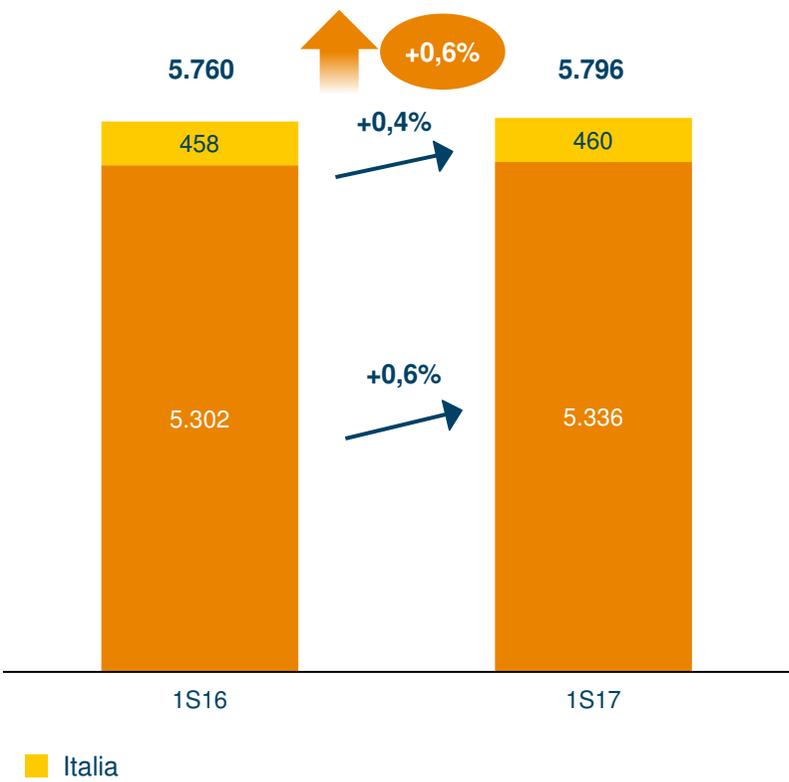
Distribución de gas Europa



Ventas de gas (GWh)

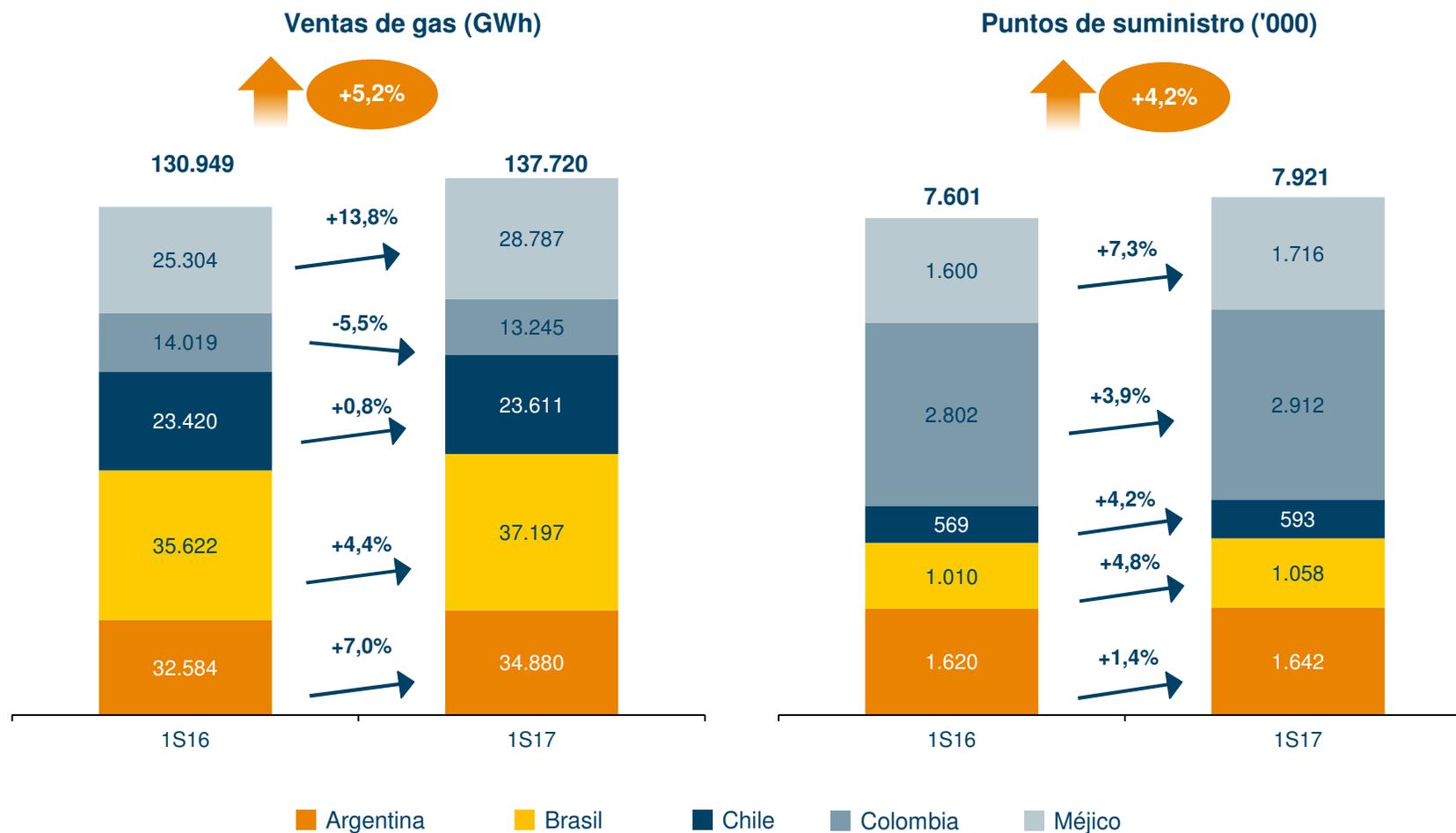


Puntos de suministro ('000)



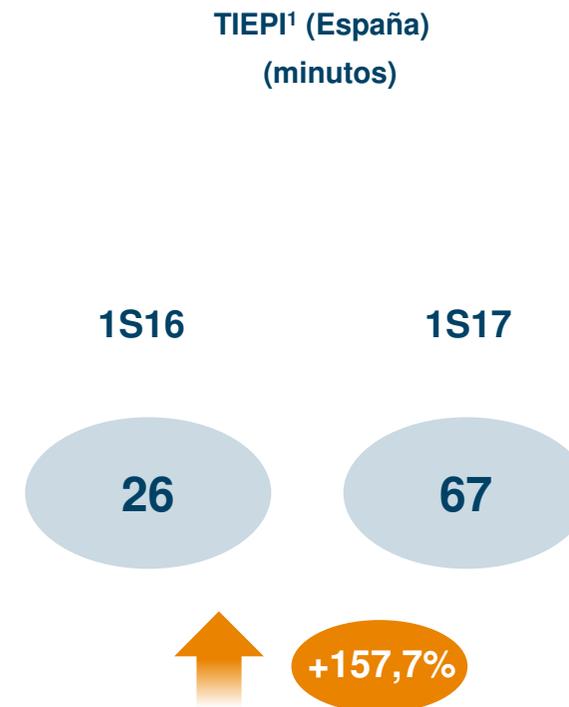
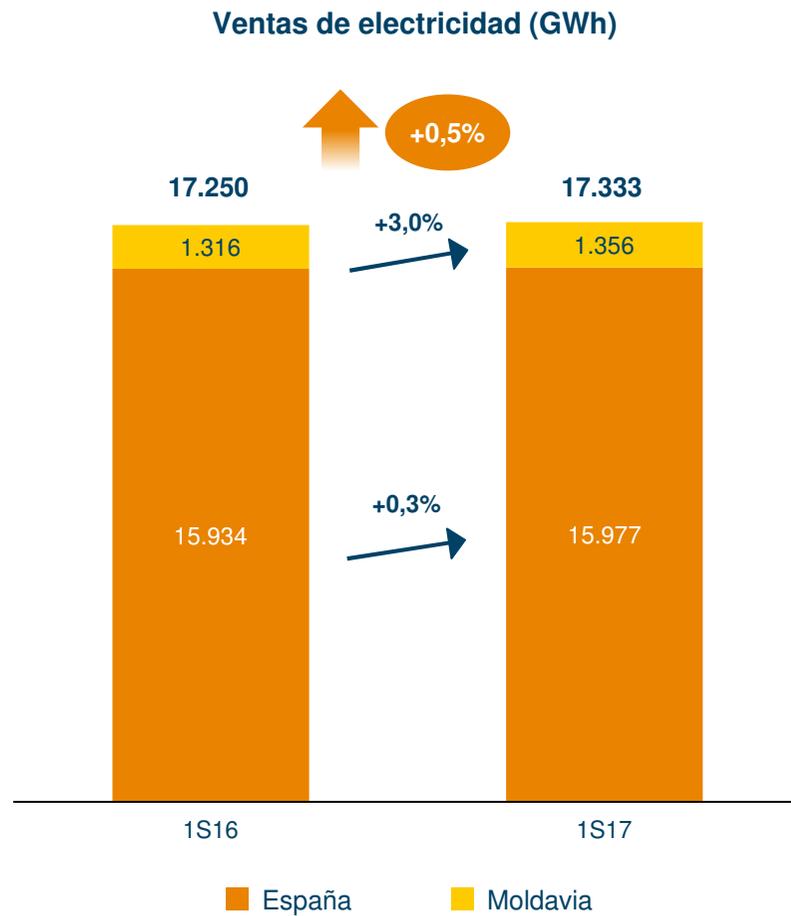
Redes

Distribución de gas Latinoamérica



Redes

Distribución electricidad Europa

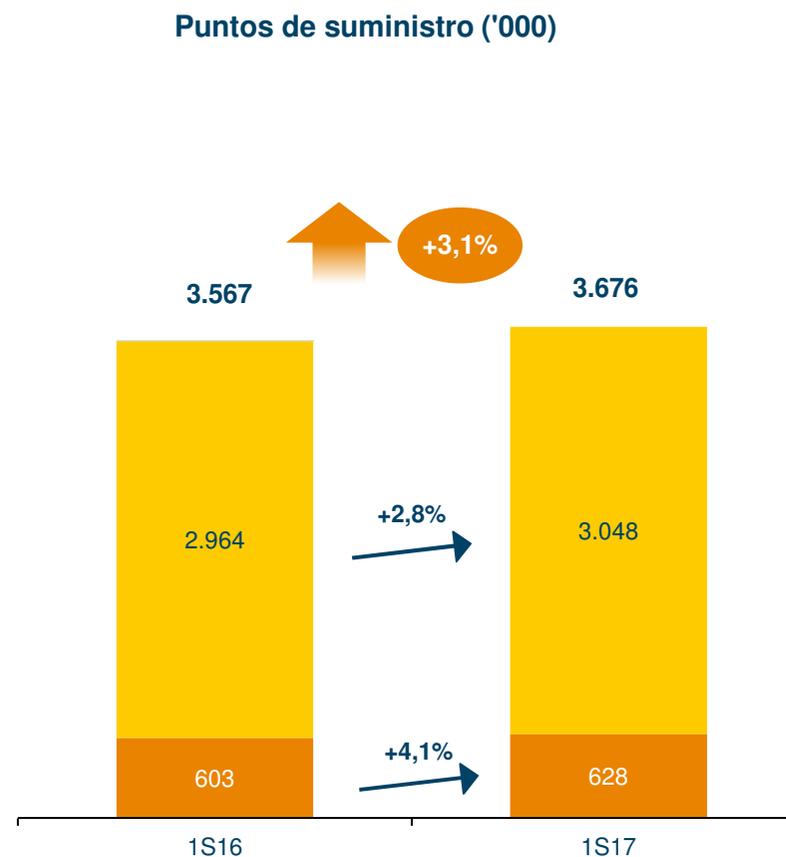
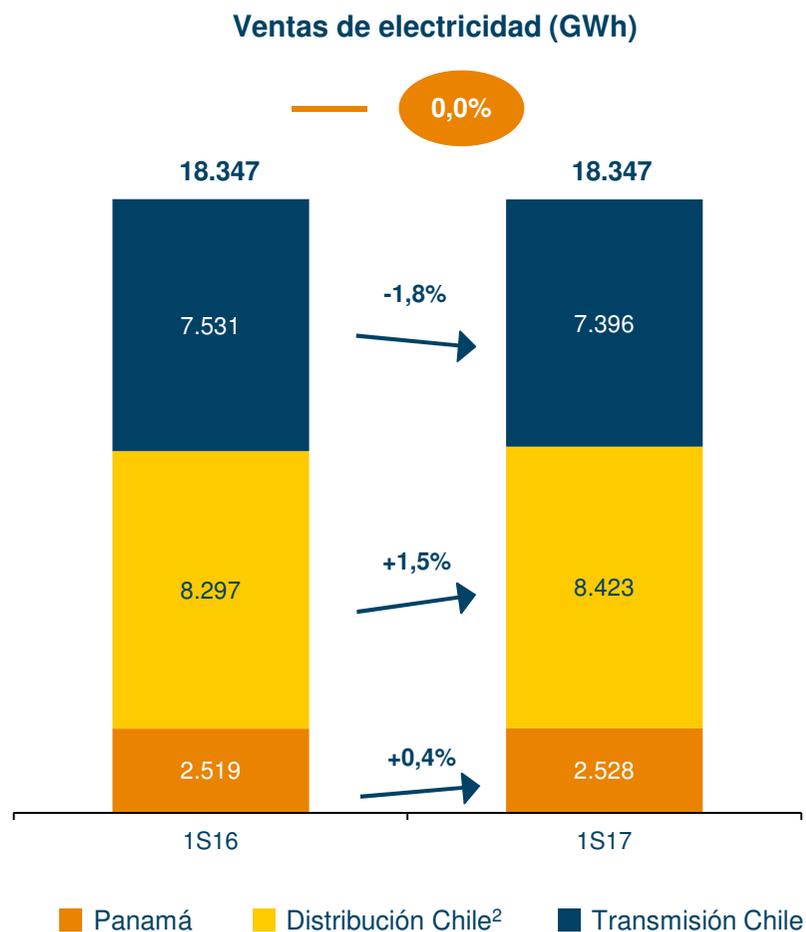


Nota:

1 "Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada" (afectado por las tormentas en Galicia en febrero 2017)

Redes

Distribución electricidad Latinoamérica¹



Notas:

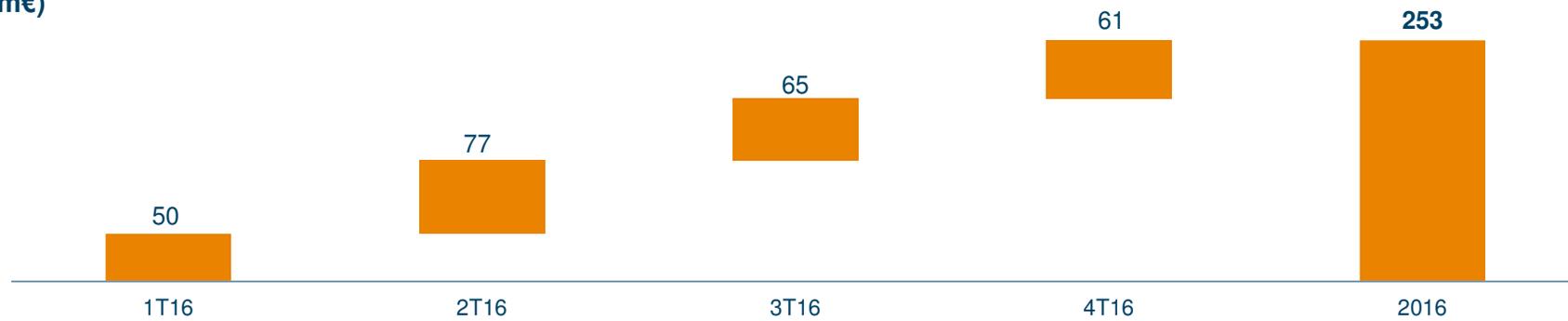
1 Sin considerar Colombia en 1S16

2 Incluye datos para las filiales de CGE en Argentina

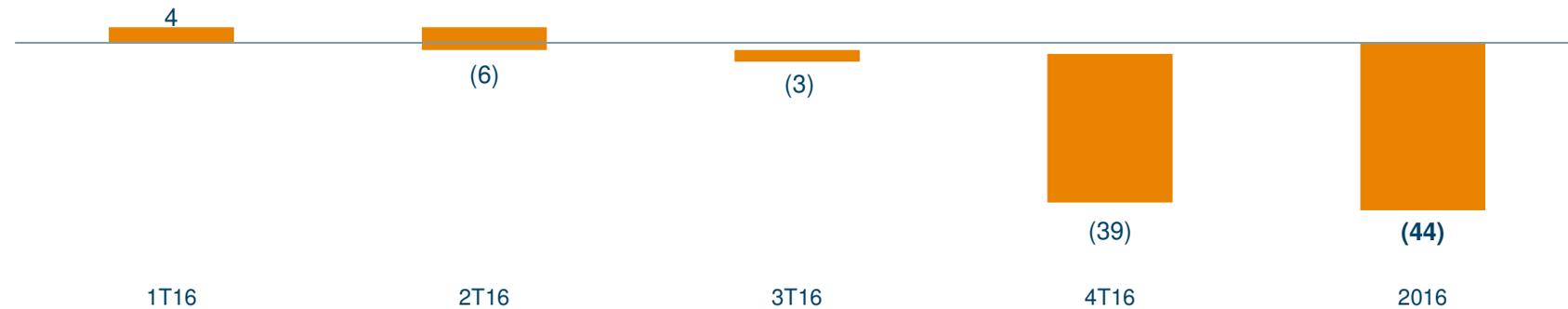
Redes

Contribución de Electricaribe al EBITDA y al resultado neto 2016

EBITDA 2016
(m€)



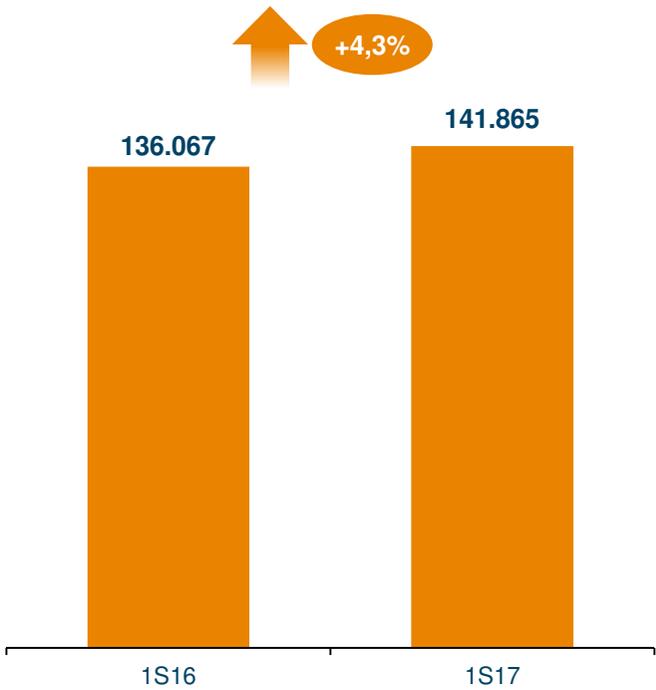
Resultado neto 2016
(m€)



Demanda de gas y electricidad en España

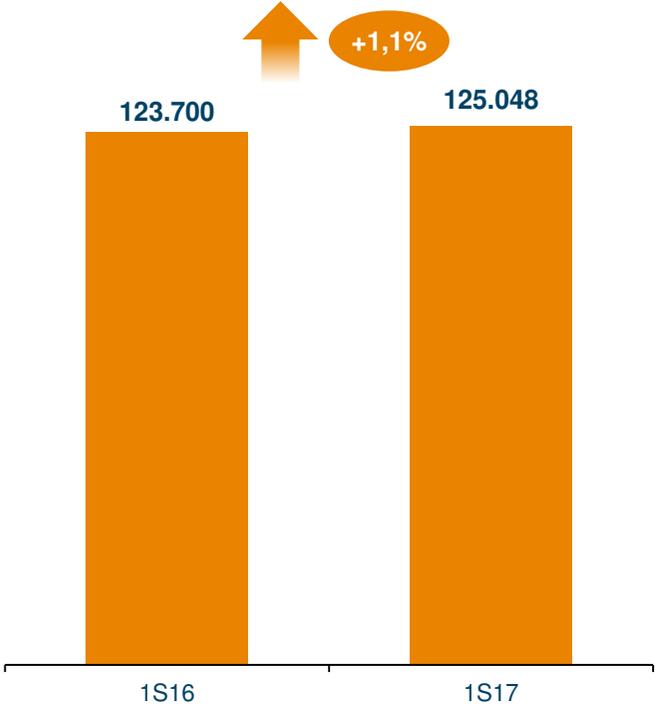


Demanda convencional de gas (GWh)



Fuente: Enagás

Demanda de electricidad (GWh)



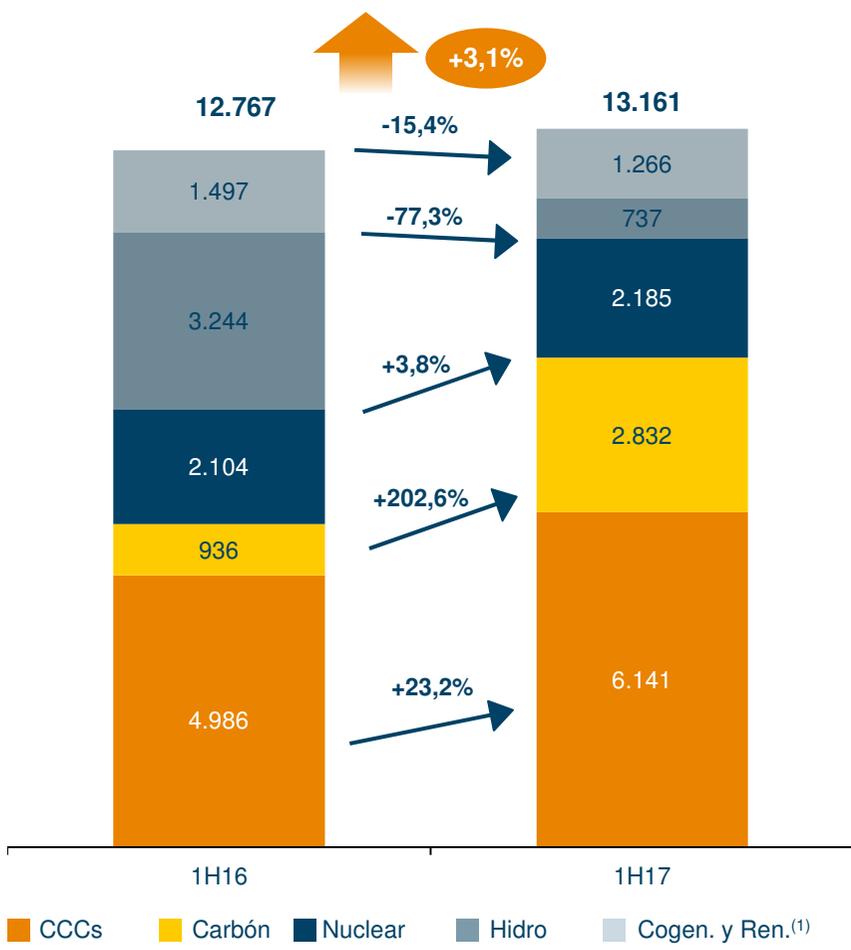
Fuente: REE

Electricidad

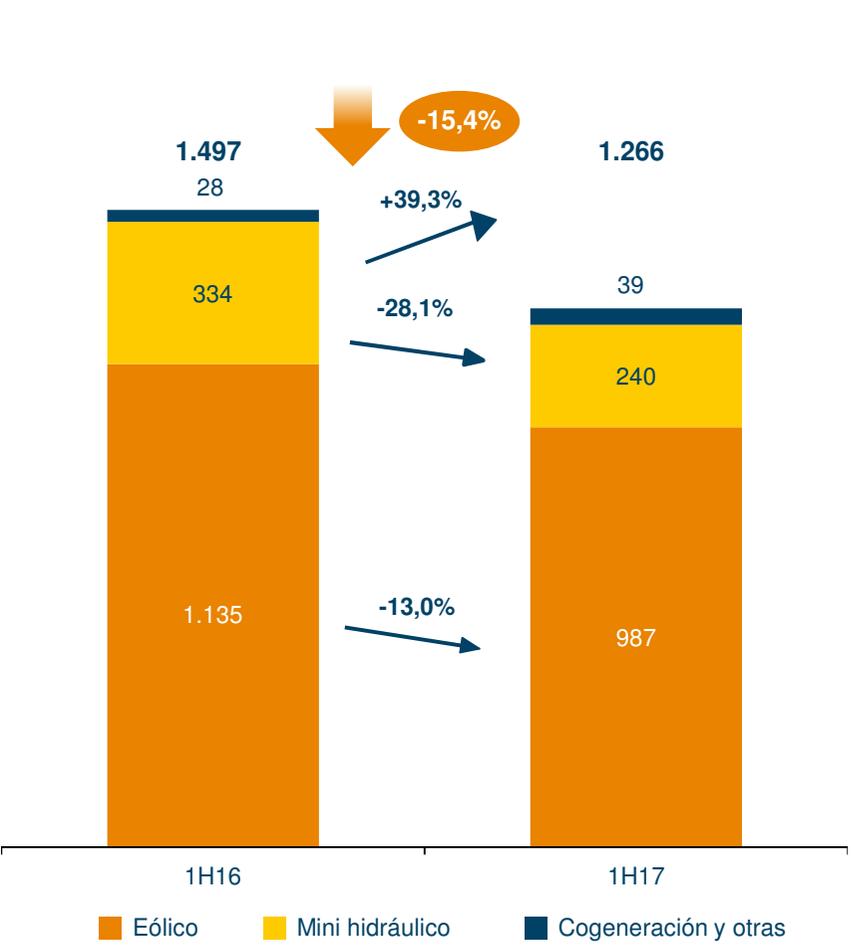
España (I)



Producción total de GNF (GWh)



Producción de GNF en cogeneración y renovables¹ (GWh)



Nota:

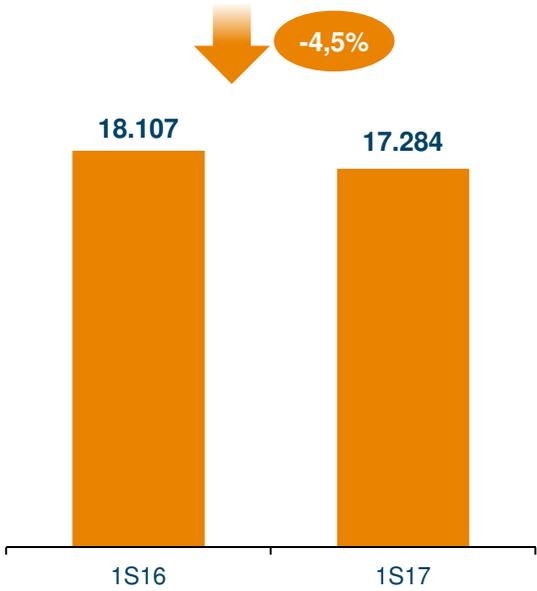
1 Anteriormente "Régimen especial"

Electricidad

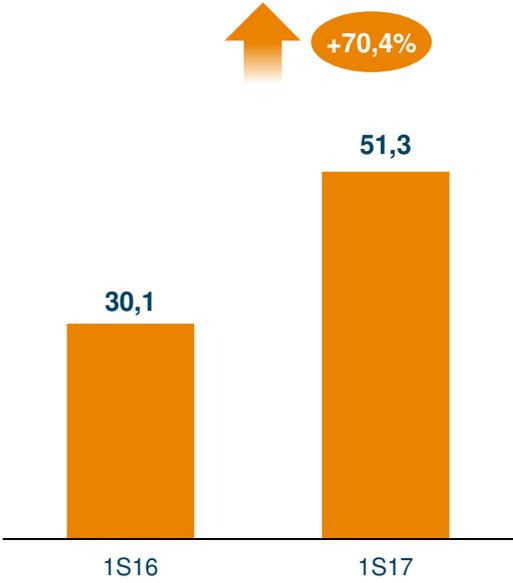
España (II)



Ventas de electricidad (GWh)

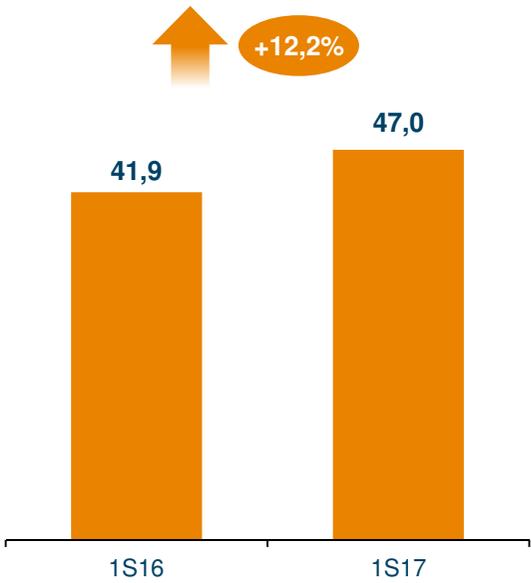


Precio medio del *pool*¹ (€/MWh)



Fuente: REE

Precio medio OMIP (€/MWh)



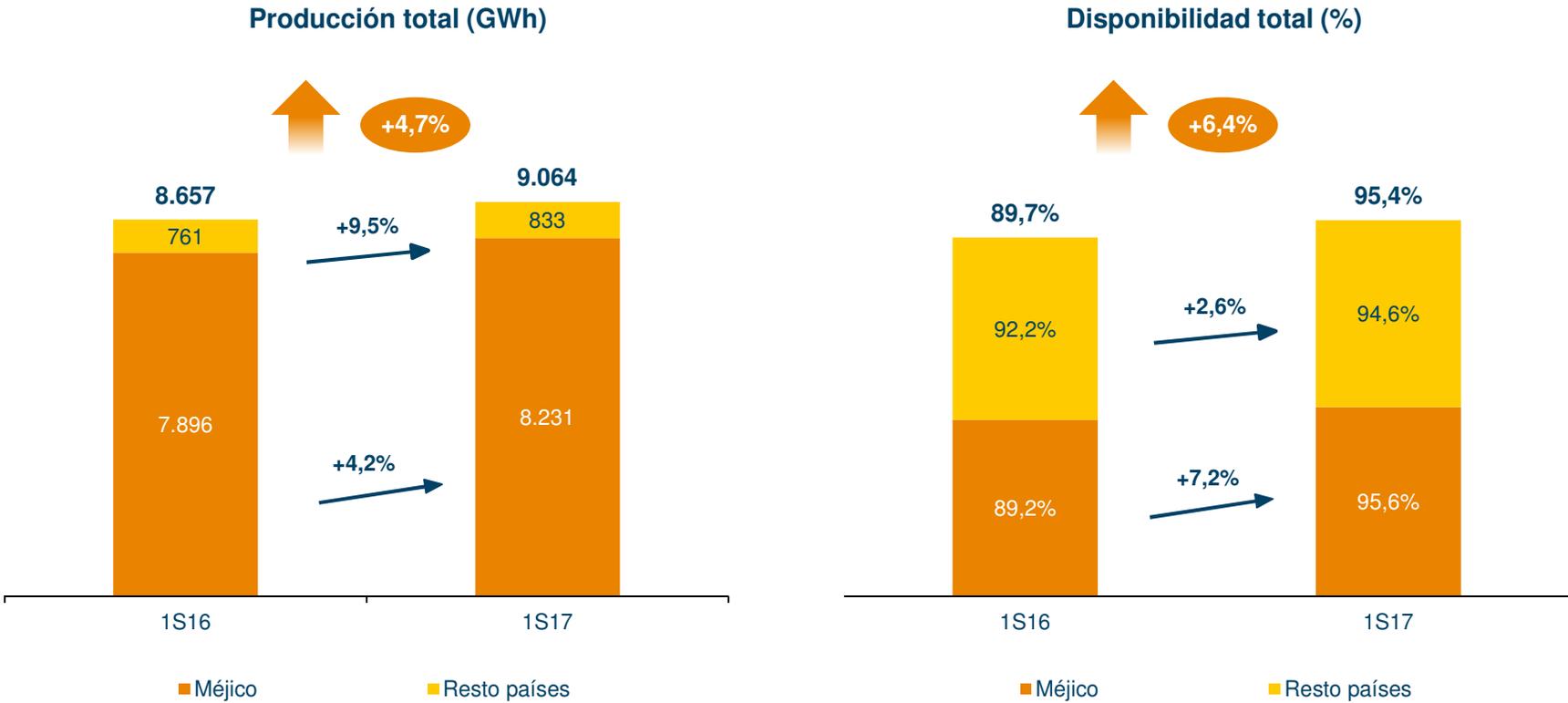
Fuente: OMIP

Notas:

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

Electricidad

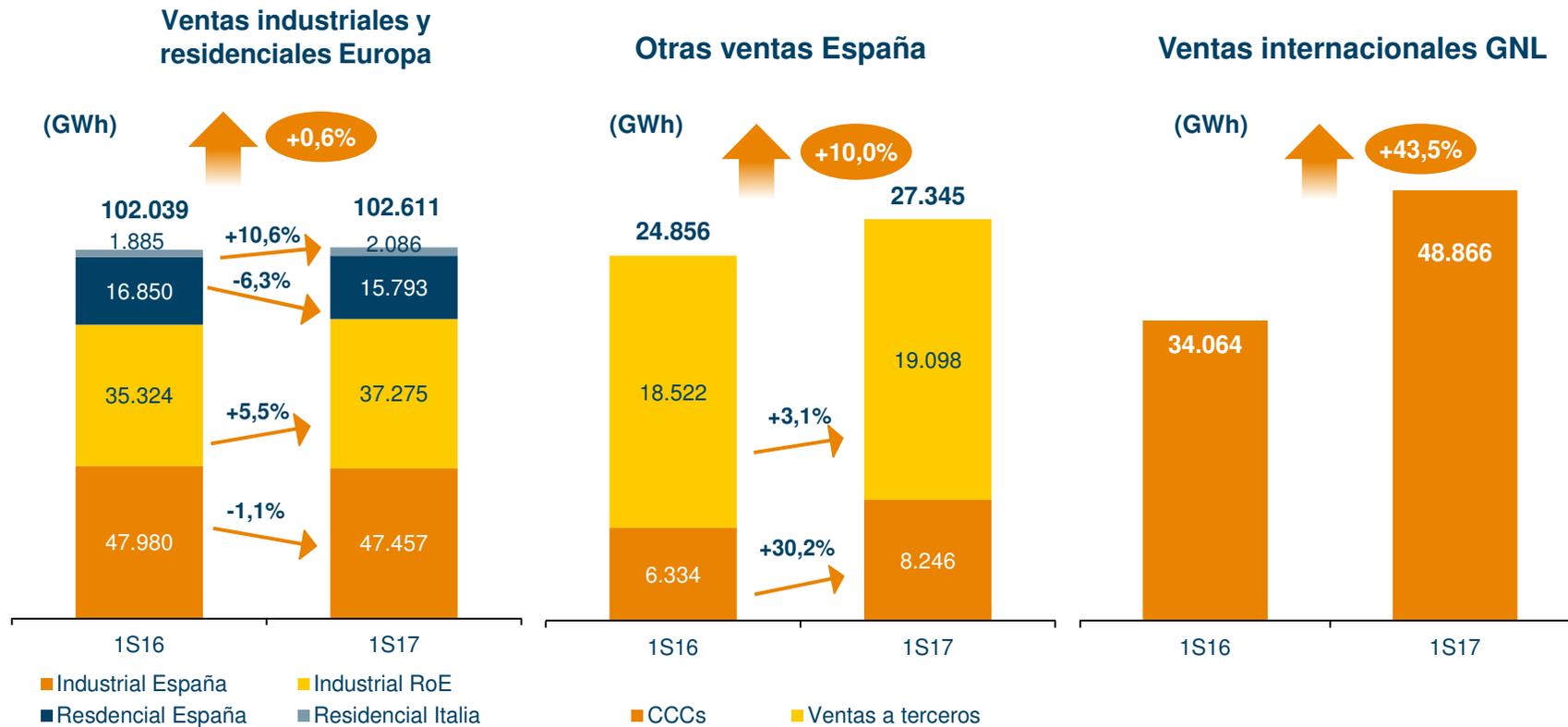
Generación contratada internacional



Nota:
El promedio de energía eléctrica neta disponible en un período de tiempo dividido por energía eléctrica calculada como la capacidad neta por las horas del período

Gas

Ventas de gas por mercados



Ventas totales +11,1%

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 fundadamente 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

Página web: www.gasnaturalfenosa.com

