



Endesa. Resultados 1T 2018

08/05/2018

The Endesa logo is displayed in a light blue, lowercase, sans-serif font. The letters are spaced out, and the 'e' and 'a' have a slight shadow or gradient effect.

Índice

- 1. Claves del periodo y principales magnitudes financieras**
- 2. Contexto de mercado 1T 2018 y evolución de Endesa**
- 3. Resultados financieros**
- 4. Conclusiones**

Claves del periodo



El excelente desempeño del EBITDA del negocio liberalizado (+113%)...

... junto a la positiva contribución del negocio regulado, conlleva un sólido incremento del EBITDA total (+25%)

Reducción de los costes fijos -4%⁽¹⁾

Fuerte crecimiento del Resultado Neto (+47%)

JGA confirma el dividendo con cargo a los resultados de 2017: 1,382 € por acción

Regulación

Informe de la Comisión de Expertos sobre Transición Energética



Visión estratégica de Endesa

Principales conclusiones Comisión de Expertos

Visión de Endesa



Electrificación



Renovables



Eficiencia energética en todos los sectores



Preservar la generación competitiva



Redes Inteligentes

- Apoyo al proceso de electrificación de la demanda
- Reforma fiscal y tarifaria
- Fuerte crecimiento de la capacidad renovable
- Extensión vida útil de centrales nucleares
- Preservar la generación térmica convencional eficiente: Creación de un mercado de capacidad
- Inversión en redes inteligentes



▪ Informe de la Comisión de Expertos alineado con la visión estratégica de Endesa

Principales magnitudes financieras



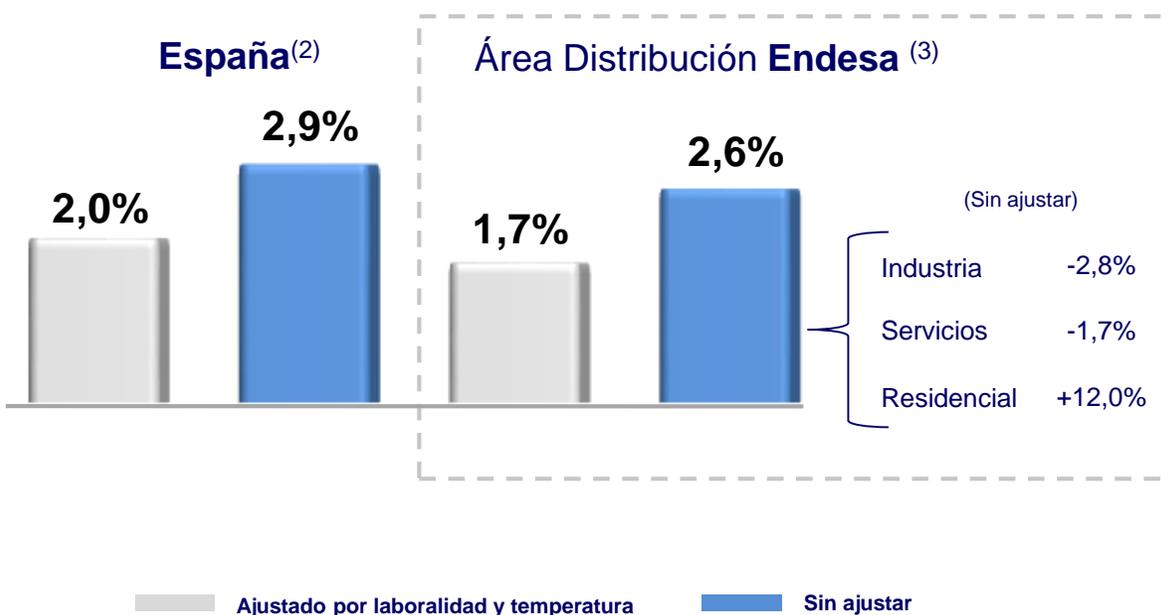
M€	1T 2018	1T 2017	Variación
Ingresos	5.169	5.223	-1%
Margen de Contribución	1.415	1.236	14%
EBITDA	880	702	25%
EBIT	508	340	49%
Resultado Neto Atribuible	372	253	47%
Capex neto ⁽¹⁾	149	111	34%
Flujos actividades de explotación	24	536	-96%
	31.03.2018	31.12.2017	
Deuda financiera neta	6.047	4.985	21%

(1) Inversiones financieras no incluidas (16 M€ en 1T2018 y 20 M€ en 1T2017). No incluye las combinaciones de negocio realizadas durante el ejercicio

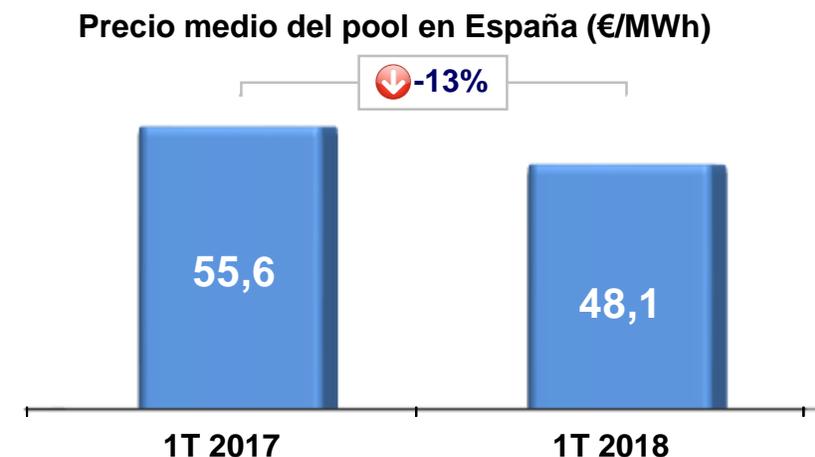
Contexto de mercado en 1T 2018



Demanda⁽¹⁾



Precio mayorista de electricidad



■ Incremento de demanda afectado por la recuperación en el segmento residencial, e influido negativamente por las vacaciones de Semana Santa

- Progresiva normalización del precio del pool
- Recuperación de las condiciones hidrológicas: niveles de embalses cercanos al promedio de los últimos 10 años
- 34% incremento de la producción hidráulica del sistema

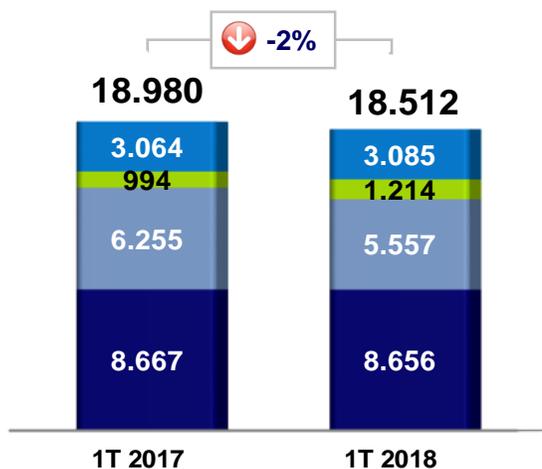
(1) Peninsular
 (2) Fuente: REE
 (3) Fuente: Estimaciones de Endesa

Evolución de Endesa en contexto de mercado 1T 2018

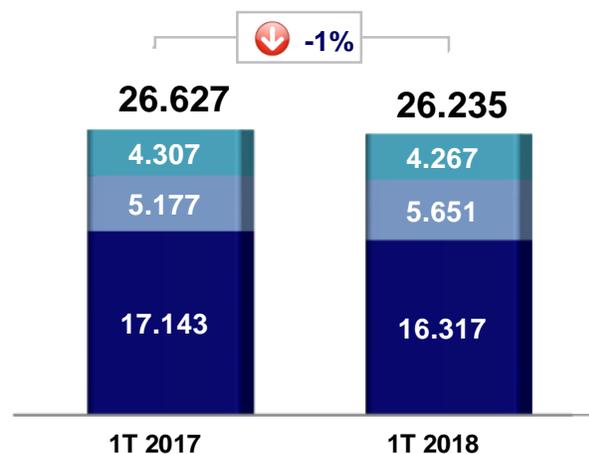


Principales magnitudes operativas de Electricidad

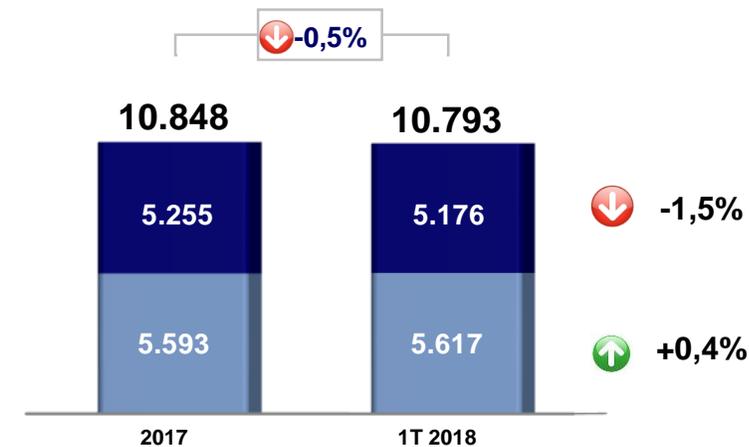
Producción⁽¹⁾ (GWh)



Ventas de electricidad⁽¹⁾ (GWh)



Nº de clientes electricidad (miles)



(1) Energía en barras de central.

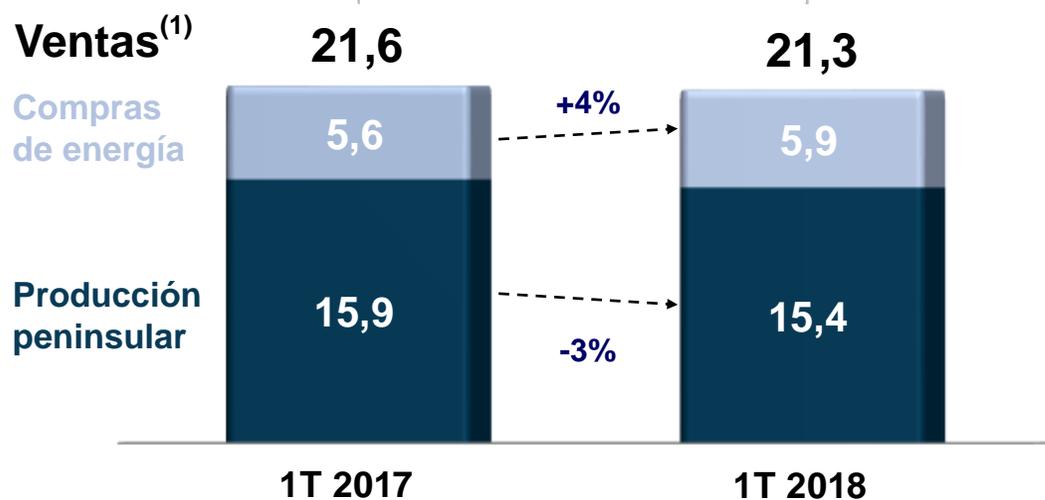
(2) B2B incluye ventas industriales en España y Portugal, Pymes y ventas internacionales

Negocio liberalizado

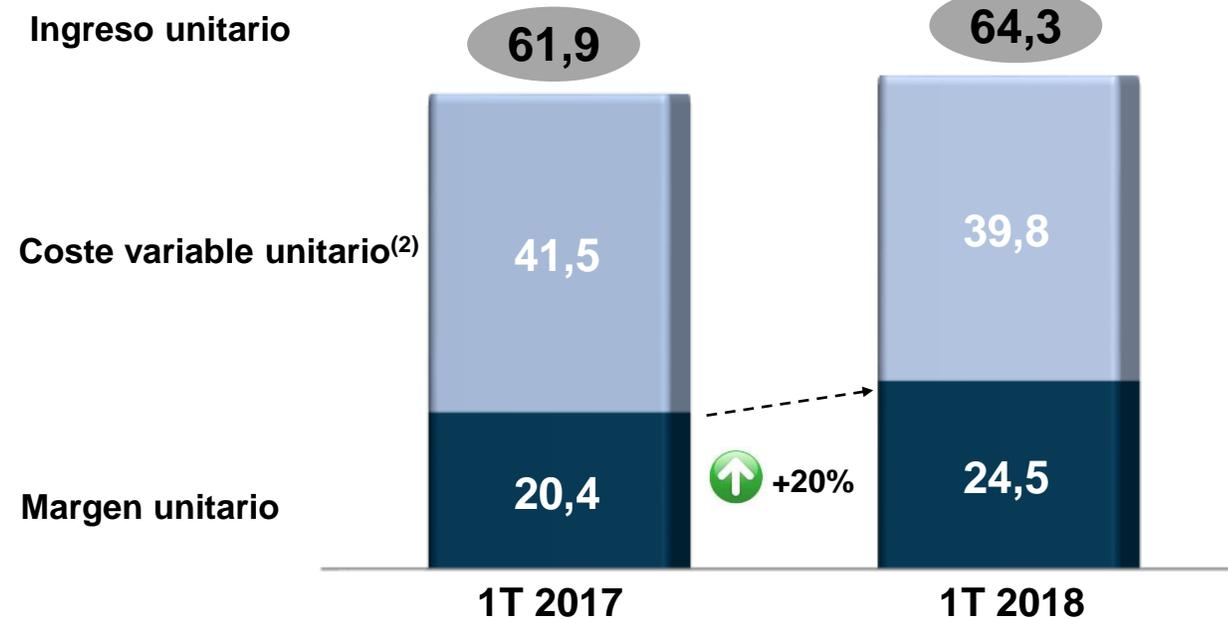
Gestión de la energía



Energía (TWh)



Desglose valores unitarios (€/MWh)



■ Sólidos fundamentales en Generación y Comercialización, con un incremento del 20% del margen unitario eléctrico (24,5 €/MWh)

(1) Ventas totales de electricidad (en barras de central) – PVPC – Ventas internacionales

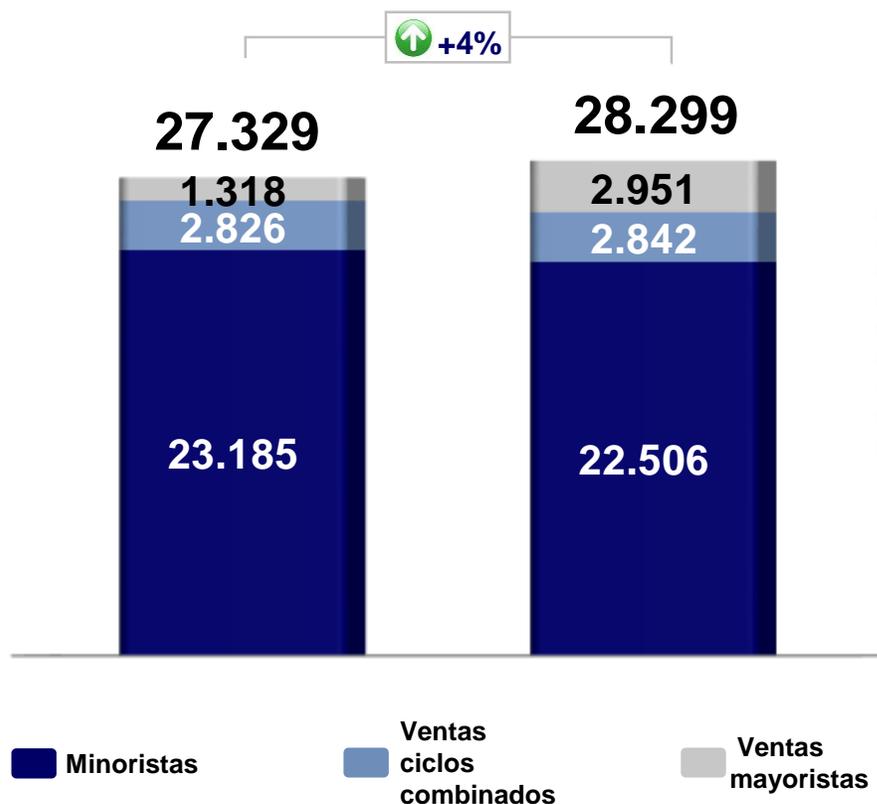
(2) Coste de producción + coste compra de energía + servicios complementarios

Evolución de Endesa en contexto de mercado 1T 2018



Principales magnitudes operativas de Gas

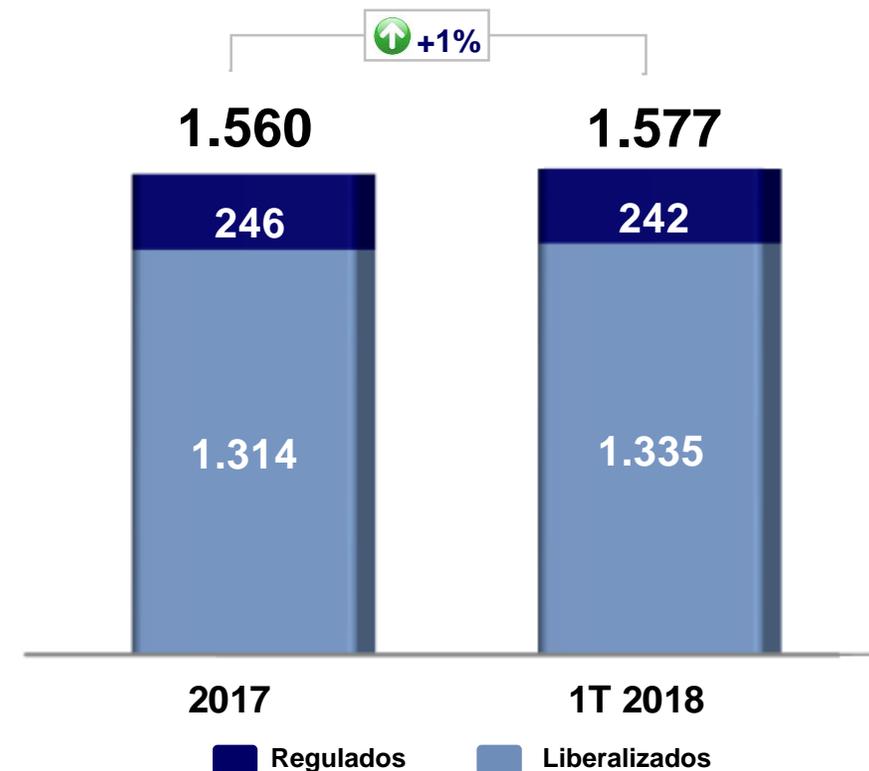
Ventas (GWh)



Margen unitario ⁽¹⁾:

1T 2017	1T 2018
0,6 €/MWh	~0,9 €/MWh

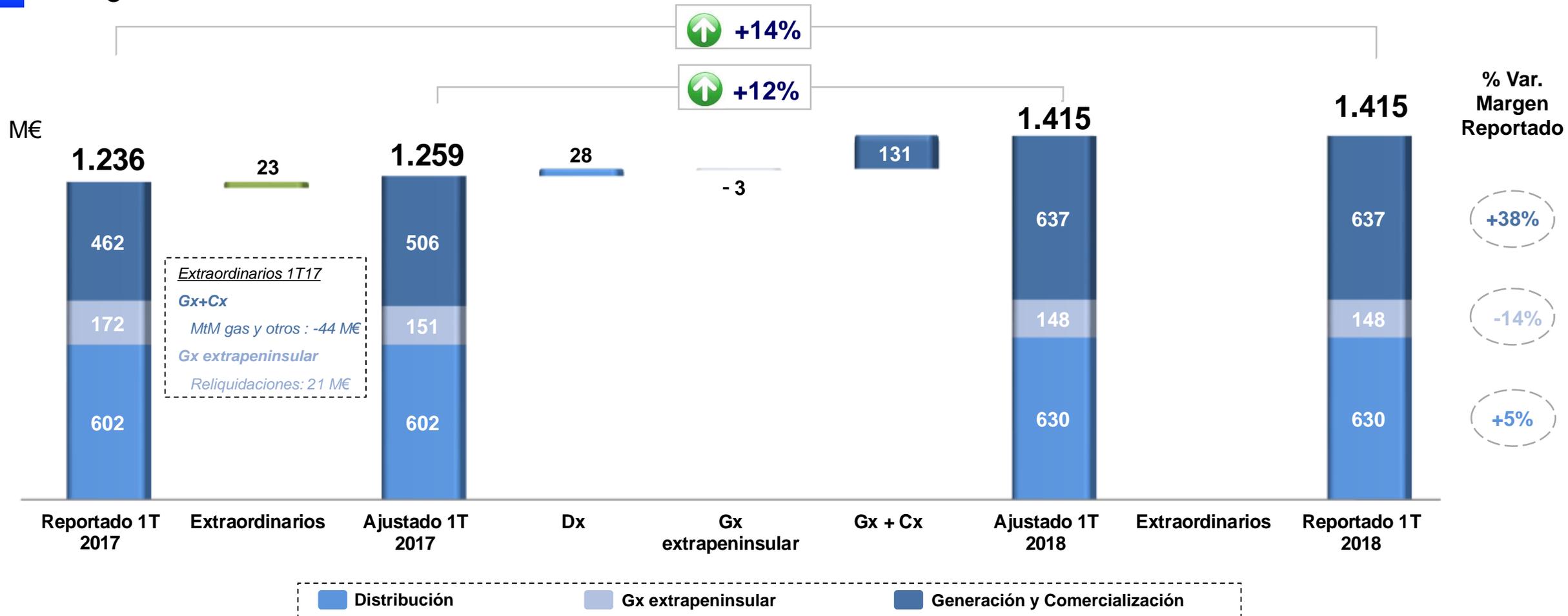
Nº de clientes de gas (miles)



■ Recuperación del negocio de gas mejor de lo esperado

Evolución del margen de contribución

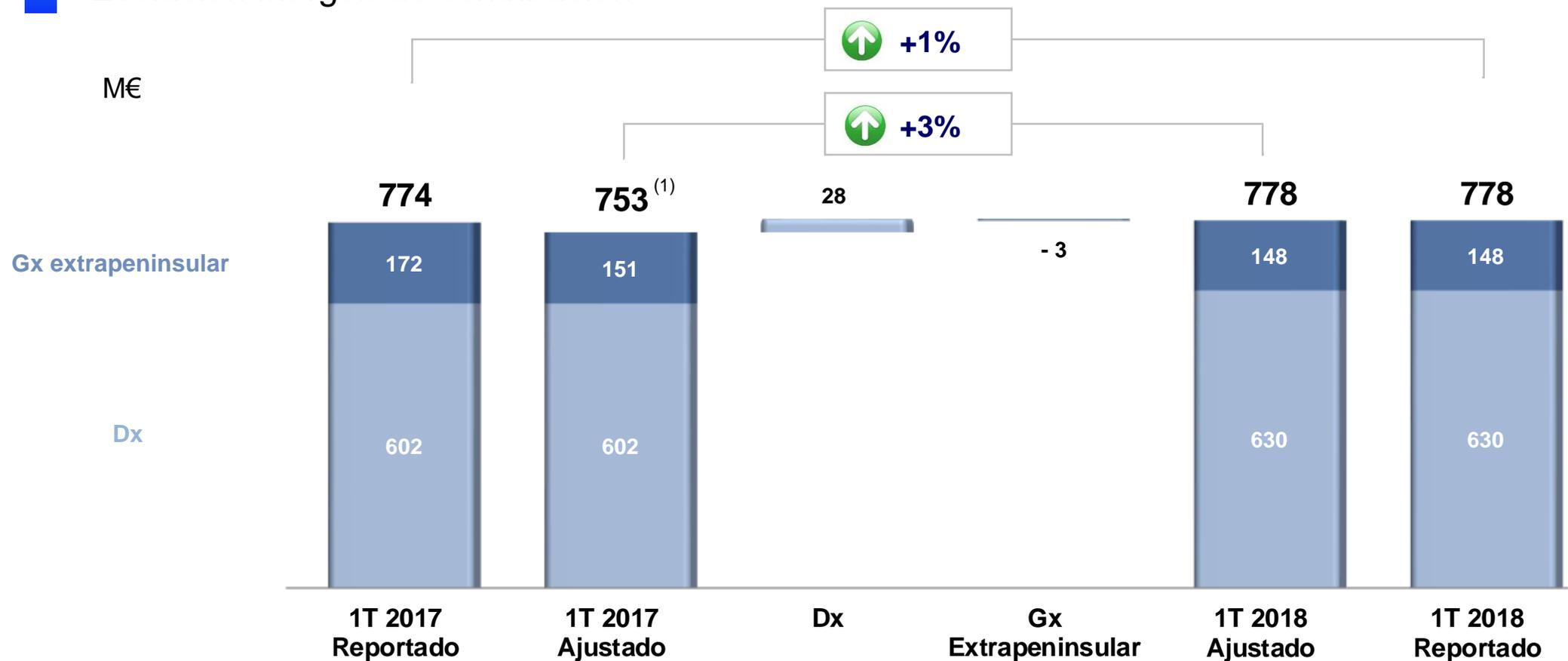
Margen de contribución neto de extraordinarios



Mejora del margen de contribución ajustado, impulsado principalmente por el negocio liberalizado

Negocio regulado

Evolución margen de contribución



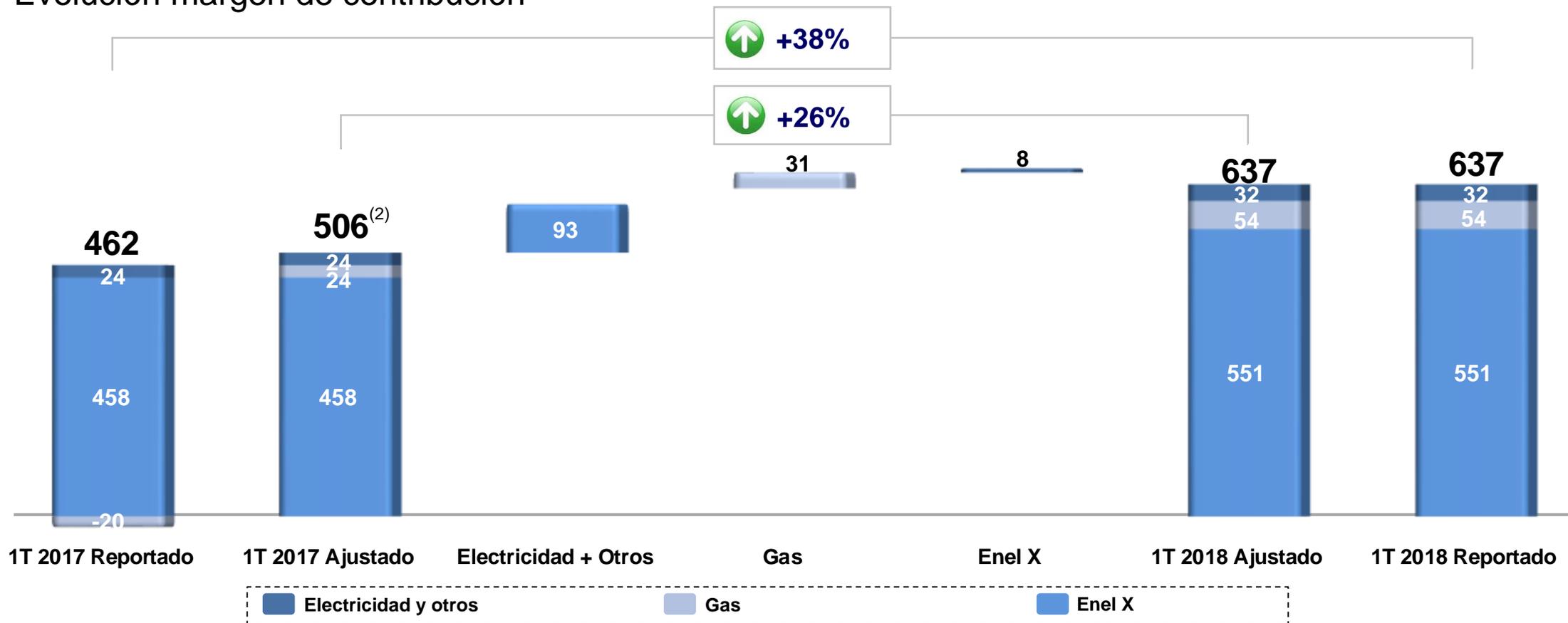
▪ Incremento del margen de contribución regulado, favorecido por la mejora en Distribución

Negocio Liberalizado⁽¹⁾

Evolución margen de contribución



M€

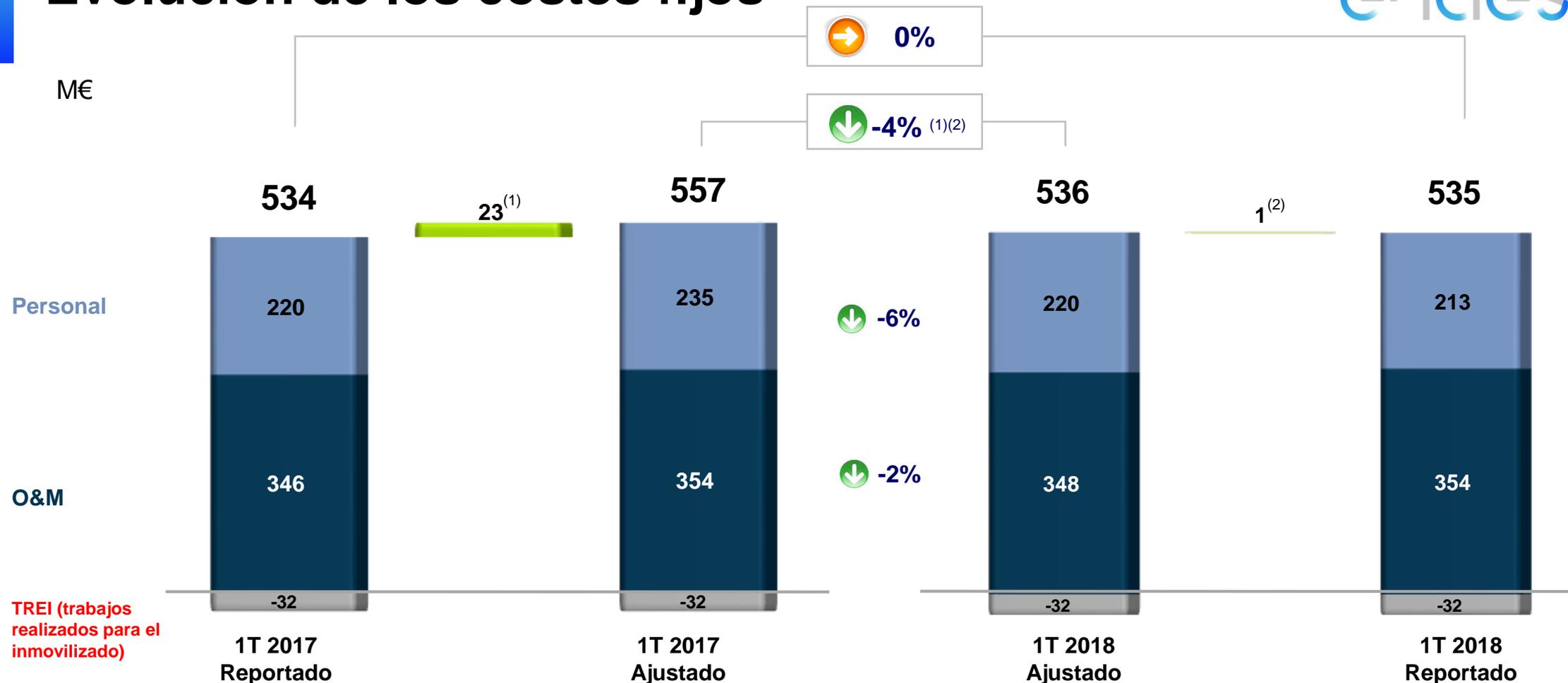


▪ Incremento del 26% en el margen liberalizado ajustado debido principalmente a la exitosa estrategia de gestión en electricidad y a la recuperación del negocio del gas

(1) El margen de contribución del negocio liberalizado incluye el negocio de Generación y Comercialización, Estructura, Servicios y Ajustes y no incluye el negocio extrapeninsular
 (2) Extraordinarios 1T 2017: -44 M€ (MtM gas -30 M€ y fuerza mayor en Argelia -14 M€)

Evolución de los costes fijos

M€



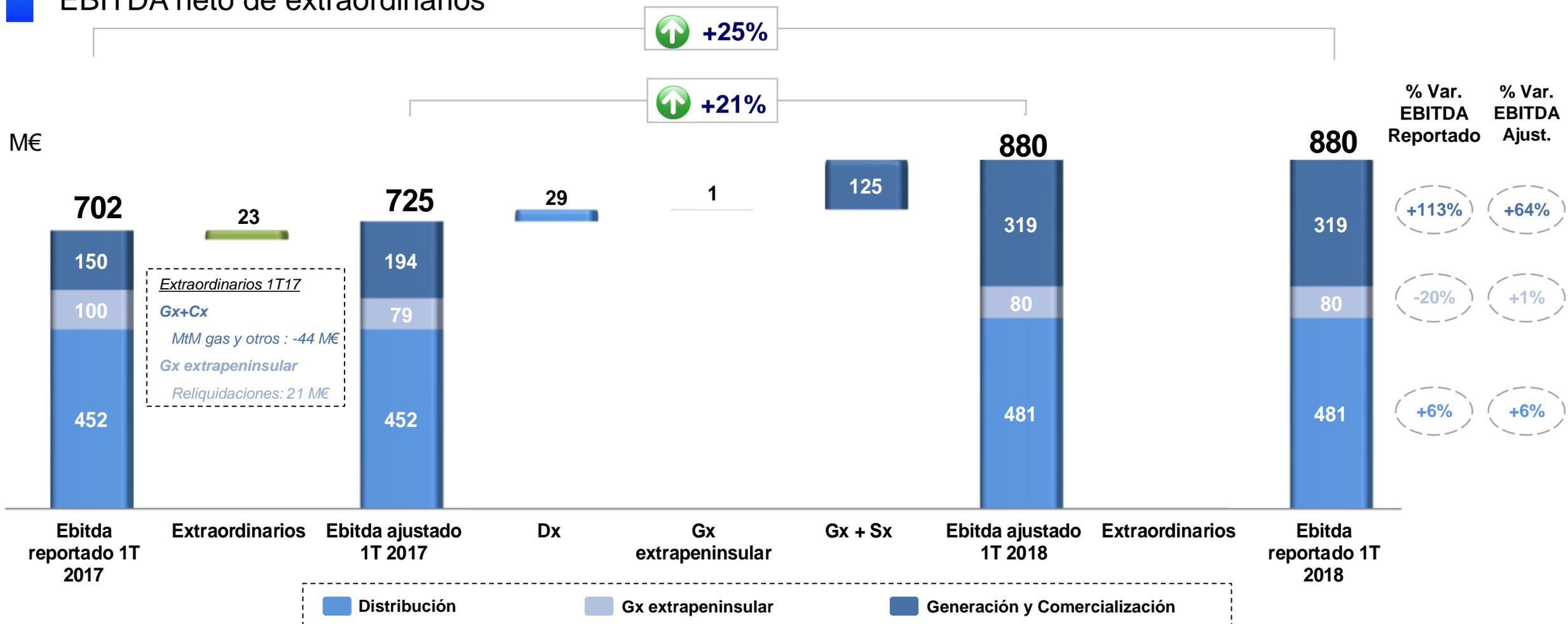
▪ Reducción del 4% de los costes fijos ajustados impulsada por los planes de eficiencia⁽¹⁾⁽²⁾

(1) Ajustes 1T 2017: Actualización provisiones expedientes de regulación de empleo y de acuerdos de suspensiones de contrato (15 M€) y expedientes sancionadores (8 M€)

(2) Ajustes 1T 2018: Actualización provisiones expedientes de regulación de empleo y de acuerdos de suspensiones de contrato (7 M€) y expedientes sancionadores (-6 M€)

Evolución del EBITDA

EBITDA neto de extraordinarios

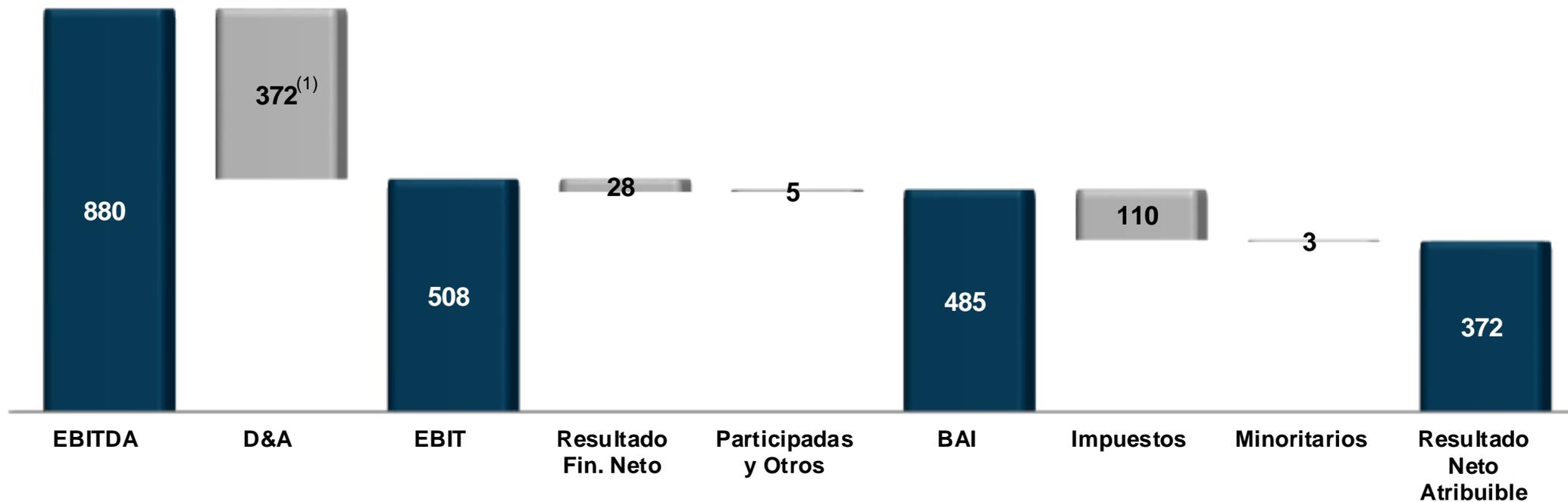


Mejora del EBITDA ajustado impulsado principalmente por el negocio liberalizado

De EBITDA a Resultado Neto



M€



1T 2017

702	-362	340	-28	10	322	-66	-3	253
-----	------	-----	-----	----	-----	-----	----	-----

Variación (%)

+25%	+3%	+49%	n/a	-50%	+51%	+67%	n/a	+47%
------	-----	------	-----	------	------	------	-----	------

Análisis de la deuda financiera neta

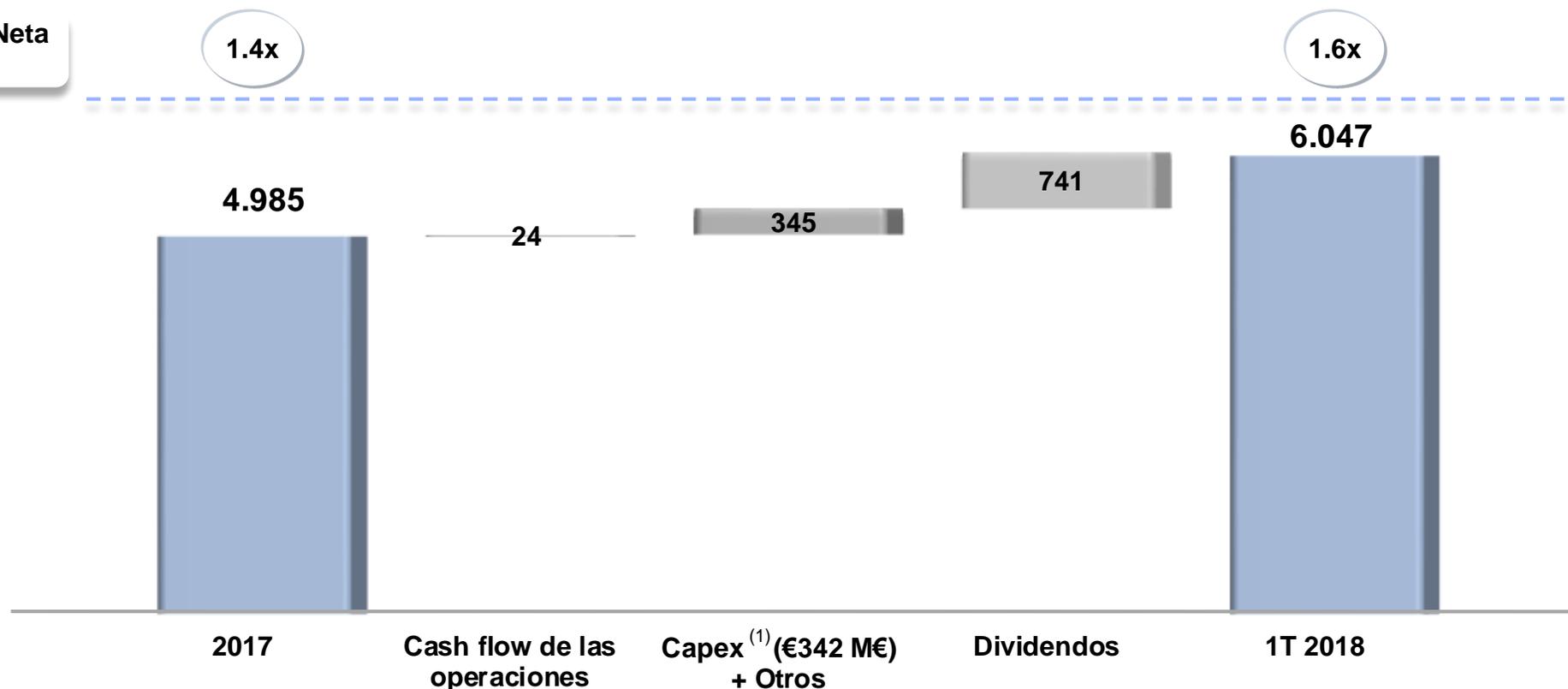


Ratio Deuda Neta / EBITDA

1.4x

1.6x

M€



- El Cash Flow de las operaciones se normalizará en los próximos trimestres
- Apalancamiento financiero saneado y elevada posición de liquidez

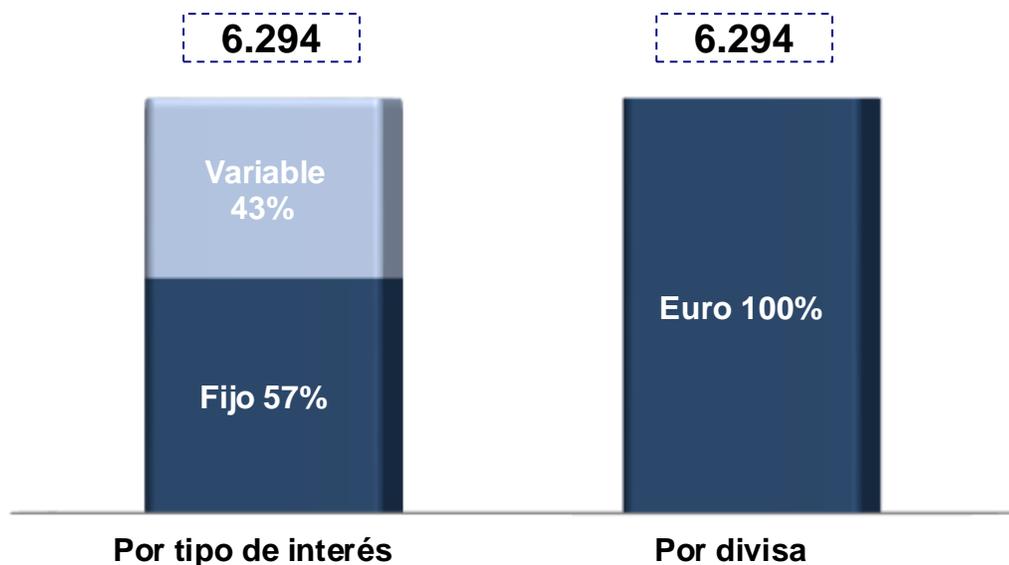
Estructura de la deuda financiera bruta

A 31 de Marzo de 2018

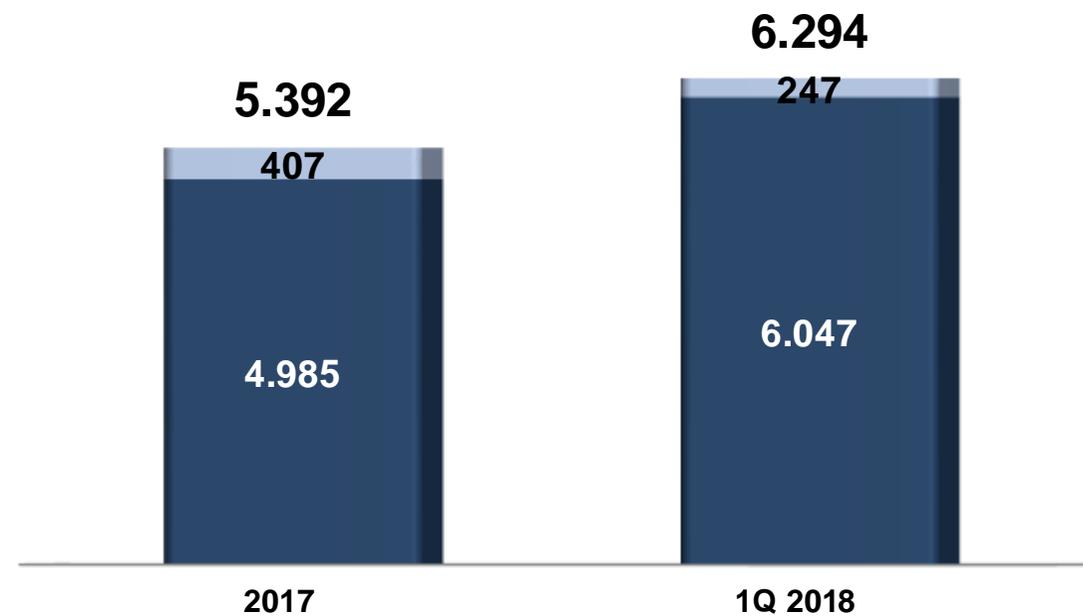


Estructura de la deuda bruta de Endesa

M€



Deuda bruta y neta



Deuda neta

Caja y Derivados registrados en Activos Financieros

Coste medio de la deuda 2,1% (vs. 2,4% a 1T 2017)

Conclusiones



Sólida evolución del EBITDA basada en el muy buen comportamiento del negocio liberalizado

Continua reducción de los costes fijos

Fuerte crecimiento del Resultado Neto

Visión estratégica de Endesa reafirmada por las conclusiones de la Comisión de Expertos

Encaminados en la consecución de los objetivos de 2018

Anexos

Endesa Results 1T 2018

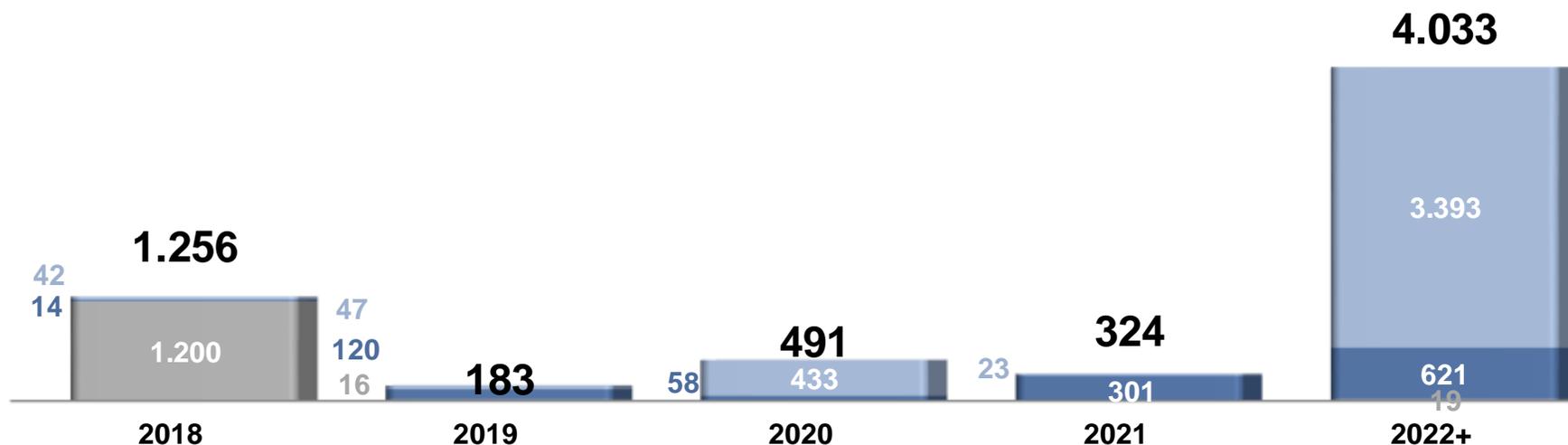
endesa

Endesa: calendario de vencimientos deuda financiera



Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Marzo 2018: 6.294 M€⁽¹⁾

Obligaciones y otros valores negociables ⁽²⁾
 Deudas con Entidades de Crédito
 Otras deudas financieras



La liquidez de Endesa cubre 26 meses de vencimientos

- Liquidez 2.987 M€
 - 240 M€ en caja
 - 2.747 M€ en líneas de crédito disponibles
- Vida media de la deuda : 5,5 años

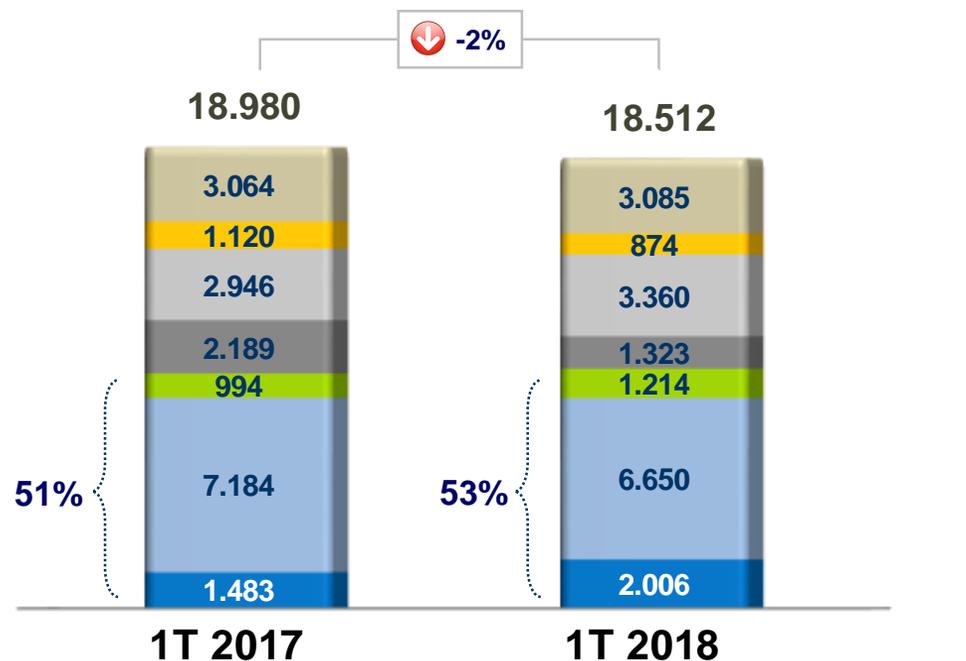
⁽¹⁾ Incluye 7 millones de euros correspondientes a derivados financieros

⁽²⁾ Los pagarés se emiten respaldados por líneas de crédito a largo plazo y se van renovando regularmente

Potencia instalada y producción



Producción total⁽¹⁾ (GWh)



- Decremento 11% de la producción térmica peninsular
- Hidráulica, nuclear y renovables representaron el 53% de la producción total (vs. 51% en 1T 2017)

Producción total (GWh)

GWh a 1T2018
(y variación vs. 1T2017)

	Producción Total ⁽¹⁾	
Total	18.512	-2%
Hidráulica	2.006	35%
Nuclear	6.650	-7%
Carbón	5.273	-8%
Gas Natural	1.724	-13%
Fuel-Oil	1.645	3%
Renovables	1.214	22%

Capacidad instalada total (gw)

GW a 1T2018
(y variación vs. 31 Dic. 2017)

	Capacidad Instalada Total ⁽²⁾	
Total	22,7	0%
Hidráulica	4,7	0%
Nuclear	3,3	0%
Carbón	5,2	0%
Gas Natural	5,4	0%
Fuel-Oil	2,4	-2%
Renovables	1,7	0%

Endesa: PyG 1T 2018



	Gx+Cx	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
<i>Ingresos</i>	4.538	681	128	-178	5.169
<i>Aprovisionamientos y servicios</i>	-3.723	-51	-23	43	-3.754
Margen de contribución	815	630	105	-135	1.415
<i>Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo</i>	5	25	2	0	32
<i>Gastos de Personal</i>	-121	-64	-40	12	-213
<i>Otros Gastos Fijos de Explotación</i>	-293	-110	-80	129	-354
EBITDA	406	481	-13	6	880
<i>D&A</i>	-210	-153	-9	0	-372
EBIT	196	328	-22	6	508
<i>Resultado financiero neto</i>	-33	-18	23	0	-28
<i>Resultado Neto por el Método de Participación</i>	6	4	3	0	13
<i>Resultado de otras Inversiones</i>	0	0	0	0	0
<i>Resultado en Ventas de Activos</i>	-8	0	0	0	-8
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	161	314	4	6	485
<i>Impuesto sobre Sociedades</i>	-36	-73	0	-1	-110
<i>Intereses Minoritarios</i>	-3	0	0	0	-3
RESULTADO NETO ATRIBUIBLE	122	241	4	5	372

Endesa: PyG 1T 2017



	Gx+Cx	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
<i>Ingresos</i>	4.641	633	151	-202	5.223
<i>Aprovisionamientos y servicios</i>	-3.978	-31	-44	66	-3.987
Margen de contribución	663	602	107	-136	1.236
<i>Trabajos Realizados por el Grupo para su</i>	5	26	1	0	32
<i>Gastos de Personal</i>	-113	-67	-41	1	-220
<i>Otros Gastos Fijos de Explotación</i>	-294	-109	-77	134	-346
EBITDA	261	452	-10	-1	702
<i>D&A</i>	-205	-141	-16	0	-362
EBIT	56	311	-26	-1	340
<i>Resultado financiero neto</i>	-32	-23	24	3	-28
<i>Resultado Neto por el Método de Participa</i>	13	2	0	0	15
<i>Resultado de otras Inversiones</i>	0	0	0	-1	-1
<i>Resultado en Ventas de Activos</i>	-4	0	0	0	-4
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	33	290	-2	1	322
<i>Impuesto sobre Sociedades</i>	2	-69	0	1	-66
<i>Intereses Minoritarios</i>	-3	0	0	0	-3
RESULTADO NETO ATRIBUIBLE	32	221	-2	2	253

Nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)



Primera contabilización	IFRS	Principales Impactos	
1 Enero 2018	IFRS 15 <i>Ingresos procedentes de contratos con clientes</i>	<ul style="list-style-type: none">• Acuerdos sobre ingresos• Costes de adquisición de clientes	<ul style="list-style-type: none">• Primera contabilización (1 Enero 2018): Activo Inmaterial (71 M€)• 1T 2018: Activación costes adquisición clientes (12 M€) y amortización (9 M€)
	IFRS 9 <i>Instrumentos Financieros</i>	<ul style="list-style-type: none">• Deterioro de activos financieros• Contabilización de coberturas	<ul style="list-style-type: none">• Primera contabilización (1 Enero 2018): Activos Financieros (- 40 M€)

Glosario de términos (I/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Coste medio de la deuda (%):	$(\text{Coste deuda financiera bruta}) / \text{Deuda financiera media bruta: } \text{€}31 \text{ M} \times (365/90) / 6.201 \text{ M€} = 2,1\%$	4.1
Vida media de la deuda (nº de años)	$(\text{Principal} \times \text{número de días de vigencia}) / (\text{Principal Vigente al Cierre del Periodo} \times \text{Número Días del Periodo}): 34.558 / 6.287 = 5,5 \text{ años}$	n/a
Cash flow de las operaciones (M€)	Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación (24 M€)	4.2
Cobertura vencimientos de deuda (meses)	Periodo de vencimientos (nº meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible: 26 meses	4.1
Resultado bruto de explotación (M€)	Ingresos (5.169 M€) – Aprovisionamientos y servicios (3.754 M€) + Trabajos realizados por el Grupo para su activo (32 M€) – gastos de personal (213 M€) – Otros Gastos Fijos de Explotación (354 M€) = 880 M€	1.3
Resultado de explotación (M€)	Resultado bruto de explotación (880 M€) - Depreciación y amortización (372 M€) = 508 M€	1.3
Costes fijos / Opex (M€)	Gastos de personal (213 M€) + Otros gastos fijos de explotación (354 M€) - Trabajos realizados por el Grupo para su activo (32 M€) = 535 M€	1.3.2
Margen de contribución (M€)	Ingresos (5.169 M€) – Aprovisionamientos y servicios (3.754 M€) = 1.415 M€	1.4.1
Apalancamiento (veces)	Deuda financiera neta (6.047 M€) / Resultado bruto de explotación (2.840 M€ de 2T, 3T y 4T 17 + 880 M€ de 1T 2018) = 1,6x	n/a
Inversión neta (M€)	Inversiones brutas materiales (157 M€) e inmateriales (24 M€) - activos cedidos por clientes y subvenciones (32 M€) = 149 M€	4.3

Glosario de términos(II/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Deuda financiera neta (M€)	Deuda financiera a largo y corto plazo (5.008 M€ + 1.286 M€) - Caja y otros medios líquidos equivalentes (240 M€) – Derivados reconocidos como activos financieros (7 M€) = 6.047 M€	4.1
Resultado financiero neto (M€)	Ingreso financiero (9 M€) - Gasto financiero (42 M€) + Diferencias de cambio netas (5 M€) = -28 M€	1.3.3
Ingresos (M€)	Ventas (5.023 M€) + Otros ingresos de explotación (146 M€) = 5.169 M€	1.3.1
Margen eléctrico integrado (M€)	Margen de Contribución Gx+Cx (815 M€) - Margen SENP (148 M€) - Margen PVPC (25 M€) - Margen gas (54 M€) - Margen Enel X (32 M€) - Otros (34 M€) = 521 M€	n/a
Margen eléctrico unitario integrado (€/MWh)	Margen eléctrico integrado / Ventas eléctricas en el mercado liberalizado en España y Portugal: 521 M€ / 21,3 TWh = 24,5€/MWh	n/a
Margen ordinario unitario de gas (€/MWh)	Margen Ordinario de Gas / Ventas de Gas excluyendo Ventas Mayoristas: 24,2 M€ / 25,3 TWh = 0,9/MWh	n/a
Margen contribución Enel X (M€)	Margen de contribución generado por los productos y servicios de valor añadido comercializados por la unidad de Enel X = 32 M€	n/a

Disclaimer



Este documento contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (“forward-looking statements”) sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuros. Estas declaraciones no constituyen garantías de que se materializarán resultados futuros y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de ENDESA o que pueden ser difíciles de predecir.

Dichas afirmaciones incluyen, entre otras, información sobre: estimaciones de beneficios futuros; variaciones de la producción eléctrica de las distintas tecnologías, así como de cuota de mercado; variaciones esperadas en la demanda y suministro de gas; estrategia y objetivos de gestión; estimaciones de reducción de costes; estructura de precios y tarifas; previsión de inversiones; enajenación estimada de activos; variaciones previstas de capacidad de generación y cambios en el “mix” de capacidad; “repowering” de capacidad; y condiciones macroeconómicas. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan las previsiones y objetivos incluidos en este documento están relacionadas con el entorno regulatorio, tipos de cambio, commodities, contrapartes, desinversiones, incrementos en la producción y en capacidad instalada en mercados donde ENDESA opera, incrementos en la demanda en tales mercados, asignación de producción entre las distintas tecnologías, con incrementos de costes asociados con una mayor actividad que no superen ciertos límites, con un precio de la electricidad no menor de ciertos niveles, con el coste de las centrales de ciclo combinado y con la disponibilidad y coste de las materias primas y de los derechos de emisión necesarios para operar nuestro negocio en los niveles deseados.

Para estas afirmaciones, ENDESA se ampara en la protección otorgada por Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América para los “forward-looking statements”.

Los siguientes factores, además de los mencionados en este documento, pueden hacer variar significativamente las estadísticas y los resultados financieros y operativos de lo indicado en las estimaciones: condiciones económicas e industriales; factores relativos a la liquidez y financiación; factores operacionales; factores estratégicos y regulatorios, legales, fiscales, medioambientales, gubernamentales y políticos; factores reputacionales; y factores comerciales o transaccionales.

Se puede encontrar información adicional sobre las razones por las que los resultados reales y otros desarrollos pueden diferir significativamente de las expectativas implícita o explícitamente contenidas en este documento, en el capítulo de Factores de Riesgo de la información regulada de ENDESA registrada en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (“CNMV”).

ENDESA no puede garantizar que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco ENDESA ni ninguna de sus filiales tienen la intención de actualizar tales estimaciones, previsiones y objetivos excepto que otra consideración sea requerida por ley.