



# **Resultados 2018**

**30 de enero de 2019**

## Índice

1.	Resumen ejecutivo	3
2.	Factores clave de comparabilidad y elementos no ordinarios	7
3.	Resultados consolidados	9
4.	Resultados por unidad de negocio	12
4.1.	Gas & Electricidad	12
4.2.	Infraestructuras EMEA	15
4.3.	Infraestructuras LatAm Sur	17
4.4.	Infraestructuras LatAm Norte	20
5.	Flujo de caja	22
6.	Posición financiera	24

### Anexos:

■	Anexo I: Estados Financieros	27
■	Anexo II: Hechos relevantes	39
■	Anexo III: Glosario de términos	40

## 1. Resumen ejecutivo

(m€)	reportado			ordinario		
	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación
EBITDA	4,019	3,903	3.0%	4,413	3,948	11.8%
Beneficio neto	-2,822	1,360	-	1,245	793	57.0%
Capex	2,321 <sup>1</sup>	1,782	30.2%	-	-	-
Deuda neta (31/12)	13,667	15,154	-9.8%	-	-	-
Flujo de caja después de minoritarios	3,054	746	-	-	-	-

Nota:

1. Incluye 380m€ correspondientes a 2 barcos de GNL en régimen de time-charter incorporados en 1S18 (inversiones sin salida de caja)

- El año 2018 estuvo marcado por una serie de eventos corporativos clave:

- El 6 de febrero de 2018, Francisco Reynés Massanet fue nombrado nuevo Presidente Ejecutivo de la compañía.
- El 22 de febrero de 2018, Repsol alcanzó un acuerdo con Rioja Bidco, sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, y en la que Corporación Financiera Alba ostenta una participación del 27,5%, para vender su participación del 20,1% del capital social de Naturgy. La transacción fue completada el 18 de mayo de 2018.
- El 28 de junio, Naturgy presentó su nuevo Plan Estratégico 2018-2022 que sentó los pilares de su estrategia de creación de valor, posicionando a la compañía para la transición energética.

- Durante el año, Naturgy avanzó de forma continua en su estrategia de creación de valor basada en 4 pilares:

- **1. Simplicidad & accountability:** Naturgy llevó a cabo cambios relevantes en su gobierno corporativo basados en la simplificación de su estructura organizativa y gobierno corporativo logrando una mayor agilidad en el proceso de toma de decisiones. En este sentido, el Consejo de Administración redujo su número de consejeros de 17 a 12, concretamente 6 consejeros dominicales (Criteria Caixa, GIP y Rioja 2 consejeros cada uno), 5 consejeros independientes y el Presidente Ejecutivo.

Adicionalmente, la compañía cambió su estructura organizativa con un nuevo perímetro de reporte, consistente en 4 unidades de negocio principales: (i) Gas y Electricidad, (ii) Infraestructuras EMEA, (iii) Infraestructuras LatAm Sur y (iv) Infraestructuras LatAm Norte. Esto permitió simplificar la estructura de gestión y reforzar el *accountability* de los diferentes negocios. Como parte de este proceso, la compañía redujo el número de filiales y remplazó la mayoría de sus Consejos de Administración por administradores conjuntos. Asimismo, Naturgy ha reducido las funciones de soporte a nivel corporativo, reasignando alguna de éstas, en función de estrictas necesidades funcionales, a cada una de las unidades de negocio.

Por otro lado, y como parte del nuevo Plan Estratégico, Naturgy llevó a cabo una revisión del valor de sus activos, basada en las hipótesis del nuevo Plan Estratégico, arrojando como resultado un deterioro de valor por importe de 4.851m€, en un esfuerzo por adoptar un enfoque más transparente y realista sobre el valor de su base de activos.



- **2. Optimización:** a lo largo de 2018, Naturgy consiguió avances sustanciales en sus esfuerzos de optimización.

La compañía aumentó la visibilidad y disminuyó el riesgo de sus negocios. Prueba de ello es el acuerdo alcanzado para renovar y extender el contrato de suministro de gas con Sonatrach hasta 2030 bajo mejores condiciones, así como el laudo arbitral favorable del CIADI que resolvió la demanda presentada por Unión Fenosa Gas contra la República Árabe de Egipto, que obtuvo el reconocimiento como propio de la High Court of Justice del Reino Unido, y que permitirá lograr un acuerdo integral que restablezca el valor de la inversión de la compañía en la región.

Además y como parte del nuevo Plan Estratégico, Naturgy lanzó un nuevo plan de eficiencias con el objetivo de reducir los gastos operativos en 500m€ en 2022. A lo largo del año, Naturgy aceleró dicho plan e incurrió en 180m€ de costes de captura lo que supondrá una reducción de su base de gastos operativos ordinarios a futuro. Cabe destacar, que la base de gastos operativos ordinarios se redujo aproximadamente en 200m€ en el año, de los cuales 110m€ son atribuibles a eficiencias y el resto a impactos contables y de divisa.

A lo largo de 2018, la compañía también progresó en la optimización de su estructura de capital. En este sentido, parte del exceso de liquidez fue utilizado para amortizar toda su deuda bancaria corporativa, incluyendo 1.270m€ denominados en euros, así como 390m€ denominados en USD. Adicionalmente, Naturgy completó recompras de bonos a nivel corporativo por importe de 333m€ y refinanciado / emitido nueva deuda en Latinoamérica por un importe total aproximado de 1.073m€, incluyendo nuevas emisiones de bonos por 389m€ y emitiendo/refinaciando nueva deuda bancaria por 684m€, siendo consistente con su estrategia financiera de reducir deuda a nivel corporativo y maximizar la financiación desde las unidades de negocio.

- **3. Disciplina de capital:** Naturgy está firmemente comprometida con la disciplina de capital y las "Golden Rules" de inversión establecidas en el Plan Estratégico 2018-2022.

Consistente con el objetivo de crecimiento en renovables establecido en el Plan Estratégico 2018-2022, la compañía continuó avanzando en el desarrollo de los proyectos eólicos y solares adjudicados el año pasado en las subastas en España, invirtiendo aproximadamente 382m€ a lo largo de 2018. A lo largo de 2019, la compañía espera la puesta en funcionamiento de 900MW adicionales de capacidad de renovables. La compañía está bien posicionada para beneficiarse de futuras oportunidades de renovables en España.

Además, a lo largo de 2018, Global Power Generation (GPG) fue adjudicado un proyecto eólico de 180MW en Australia que supondrá una inversión total de AU\$259m (equivalente aproximadamente a 166m€) y se espera que contribuya al EBITDA con aproximadamente 22m€ una vez que esté en pleno funcionamiento. El proyecto, que cumple con todos los criterios de inversión y rentabilidad establecidos por Naturgy en su Plan Estratégico 2018-2022, permite a la compañía reforzar su presencia en economías estables, aumentar la predictibilidad de sus flujos de caja y aumentar su exposición a fuentes de energía renovable.

Adicionalmente, la compañía adquirió dos proyectos fotovoltaicos en Minas Gerais (Brasil). El desarrollo de estos proyectos de 83 MW de capacidad total, supuso una inversión aproximada de 95m€ y entraron en funcionamiento en diciembre 2018.



Finalmente a lo largo de 2018, Naturgy completó la venta de sus negocios en Italia y Colombia, así como del 20% de una participación minoritaria en Nedgia, obteniendo unos ingresos totales de unos 2.600m€. La compañía continua con el proceso de venta de varios negocios non-core siguiendo los criterios de posicionamiento de su Plan Estratégico 2018-2022.

- **4. Remuneración del accionista:** la compañía ha comenzado a cumplir con sus objetivos de remuneración al accionista.

Como parte del nuevo Plan Estratégico 2018-2022, Naturgy incrementó su política de remuneración al accionista. El dividendo aumentó un 30% hasta 1,30 €/acción en 2018, con un incremento mínimo del 5% anual a partir de entonces hasta 2022. Adicionalmente, se ha iniciado un plan de recompra de acciones de hasta 400m€ anuales (a falta de inversiones inorgánicas que cumplan las Golden Rules de inversión).

Como parte de la nueva política de remuneración al accionista, Naturgy completó el pago de un dividendo de 0,28 €/acción correspondiente al primer dividendo a cuenta del 2018 el 31 de julio de 2018 y un pago de 0,45 €/acción correspondiente al segundo dividendo a cuenta el 31 de octubre de 2018, estableciendo así las pautas para el compromiso de un dividendo mínimo de 1,30 €/acción contra resultados 2018.

Adicionalmente, desde el inicio del Plan Estratégico y hasta la fecha de cierre de 2018, Naturgy invirtió 121m€ en acciones propias como parte del plan de recompra de acciones de 400m€ anuales a completar a finales de junio 2019.

Finalmente, como parte del nuevo Plan Estratégico, Naturgy ha fijado un nuevo plan de incentivos a largo plazo (ILP) cuyo objetivo es alinear la retribución variable de los directivos con los intereses de los accionistas.

Naturgy reitera su total compromiso con los objetivos fijados de remuneración al accionista en su Plan Estratégico 2018-2022.

## Resumen – Resultados del 2018

- Los resultados del 2018 han estado marcados por un sólido comportamiento del negocio de Gas & Electricidad, que ha sido parcialmente mitigado por elementos no ordinarios y el impacto negativo de los tipos de cambio.
- El **EBITDA** en 2018 alcanzó los 4.019m€ incluyendo elementos no ordinarios. Sin considerar estos últimos, el **EBITDA ordinario creció un 11,8% hasta los 4.413m€**, principalmente apoyado por la mejora en el negocio de Gas & Electricidad, así como por la estabilidad de los negocios de infraestructuras que de forma conjunta han más que compensado el efecto negativo de los tipos de cambio por importe de 218m€.
- El **resultado neto** de 2018 alcanzó -2.822m€ principalmente como resultado del deterioro de valor de activos por 4.905m€ llevado a cabo en la primera mitad del año. Excluyendo este impacto y otros elementos no ordinarios, el **resultado neto ordinario creció un 57,0% hasta 1.245m€** explicado por la mayor actividad, menor amortización y menores gastos financieros resultado la optimización de la deuda del grupo.



- A lo largo de 2018, **Naturgy invirtió 2.321m€, un 30,2% más que en 2017**. Más del 70% del capex fue empleado en el crecimiento de la base de activos de la compañía a través del desarrollo de nueva capacidad renovable en diferentes geografías, la adquisición de dos metaneros bajo arrendamientos financieros y otros proyectos generadores de ingresos.
- **El flujo de caja después de minoritarios creció hasta 3.054m€ de 746m€**, reflejando el mayor foco de la compañía en la generación de caja y la finalización de varios procesos de venta durante el periodo.
- A 31 de diciembre de 2018, la **deuda neta alcanzó 13.667m€, un 9,8% menos** vs. 31 de diciembre de 2017. La caída en el ratio deuda neta/EBITDA LTM a 3,4x desde 3,9x en el ejercicio 2017, junto con la mejora del ratio EBITDA/coste de la deuda financiera neta hasta 7,5x desde 6,4x a cierre del año pasado, pone de manifiesto el fortalecimiento de la solidez financiera de la compañía en 2018.
- En conclusión, estos resultados de 2018 representan el progreso de Naturgy hacia la implementación exitosa de su Plan Estratégico 2018-2022.



## 2. Factores clave de comparabilidad y elementos no ordinarios

### Cambios de perímetro

- › Las siguientes transacciones fueron completadas en 2018:

- Venta del 41,9% restante del negocio de distribución de gas en Colombia por 334m€, que corresponde a su valor contable neto de dividendos percibidos, por lo que no tuvo impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.
  - La venta del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia, así como la cesión del contrato de suministro de gas, por 766m€, generando una plusvalía de 188m€ después de impuestos registrada en el epígrafe "Resultado de operaciones interrumpidas" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.
  - La venta de una participación minoritaria del 20% del negocio de distribución de gas en España por 1.500m€ que generó un aumento de 1.016m€ en el epígrafe de "Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante" del balance de situación consolidado.
- › Adicionalmente, durante el año se completó la venta de Kangra Coal y las negocios de Moldavia y Kenia se clasificaron como "operaciones interrumpidas". La compañía continúa avanzando en los diversos procesos de venta de negocios no estratégicos, siguiendo los criterios de posicionamiento de negocio establecidos en su Plan Estratégico 18-22.

### Elementos no ordinarios

Los elementos no ordinarios en 2018 se resumen a continuación:

(m€)	EBITDA		Resultado neto	
	2018	2017	2018	2017
Transporte y suministro de gas	-50	20	-38	15
Gastos no ordinarios Chile	-44	-	-28	-
Costes de reestructuración	-180	-126	-137	-99
Deterioro de activos	-	-	-3.824	-
Operaciones interrumpidas y minoritarios <sup>1</sup>	-	-	49	494
Efecto fiscal fusiones Chile	-	-	42	116
Provisiones por litigios y otros	-120	61	-131	41
<b>Total elementos no ordinarios</b>	<b>-394</b>	<b>-45</b>	<b>-4.067</b>	<b>567</b>

Nota

1. Incluye €188m de plusvalías después de impuestos de la venta de Italia y deterioros en Kangra, Moldavia y Kenia por €104m, €73m y €5m respectivamente

- › A nivel EBITDA, el impacto de elementos no ordinarios alcanza -394m€, la mayoría de los cuales corresponden a los costes de reestructuración (-180m€) derivados de la implementación del plan de eficiencias.

Otros impactos no ordinarios incluyen: costes de transporte y comercialización de gas (-50m€), costes no ordinarios de prevención de incendios, juicios y penalizaciones en Chile (-44m€) y otras provisiones (-120m€), principalmente relacionado con litigios existentes en proceso, pendiente de resolución, así como otras provisiones y regularizaciones puntuales.



También cabe destacar que el pasivo contingente de 116 millones de euros, registrado en el 3T18 y vinculado al aumento de los costes de adquisición de gas debido a la devaluación del peso argentino, ha sido revertido como consecuencia del decreto 1053/2018 del gobierno argentino, que estableció que asumirá el pago de las diferencias entre el gas comprado por las distribuidoras y el valor del gas natural reconocido en las tarifas vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generado exclusivamente por la variación de los tipos de cambio en el período.

- A nivel de **resultado neto**, los elementos no ordinarios alcanzan **-4,067m€**, principalmente derivados del deterioro de activos anunciado durante la presentación del Plan Estratégico y detallado en la presentación de resultados del 1S18.

### Impacto por tipo de cambio

Las variaciones por tipo de cambio en el año se resumen a continuación:

	YTD dic'18	Variación (%)	Efecto tipo de cambio (m€)	
			EBITDA	Resultado neto
€/USD	1,18	4,4%	-34	-17
€/MXN	22,72	6,6%	-13	-3
€/BRL	4,31	19,7%	-46	-10
€/ARS <sup>1</sup>	43,11	130,9%	-107	-67
€/CLP	757,39	3,4%	-15	-4
Other	-	-	-3	-2
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-218</b>	<b>-103</b>

Nota

1. Tipo de cambio a 31 de diciembre de 2018 a consecuencia de considerar Argentina como economía hiperinflacionaria

### Hiperinflación en Argentina

Desde 1 de julio de 2018, de acuerdo a los criterios establecidos por la NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”, la economía argentina ha de considerarse como hiperinflacionaria con efectos retroactivos al 1 de enero de 2018. La información financiera presentada en ejercicios precedentes no será re-expresada.

Las tasas de inflación utilizadas han sido el índice de precios internos al por mayor (IPIM) hasta 31 de diciembre de 2016 y el índice de precios al consumo (IPC) a 1 de enero de 2017.

Los principales impactos a 31 de diciembre de 2018 fueron los siguientes:

- Un incremento en patrimonio neto como consecuencia de aplicar la variación de la inflación al coste histórico de los activos no monetarios desde su fecha de adquisición o incorporación al balance de situación consolidado y el correspondiente pasivo por impuesto diferido.
- Un ajuste a las distintas partidas de ingresos y gastos para aplicar la variación de la inflación desde la fecha en que se incorporaron a la cuenta de resultados, así como para reflejar las pérdidas derivadas de la posición monetaria neta.
- La conversión a euros de las cifras así ajustadas en los estados financieros consolidados aplicando el tipo de cambio de cierre del peso argentino frente al euro.

(m€)	2018
Importe neto de la cifra de negocios	-38
EBITDA	10
Resultado financiero	-14
Resultado neto	-8
Patrimonio neto atribuido	55
Inversiones	-4

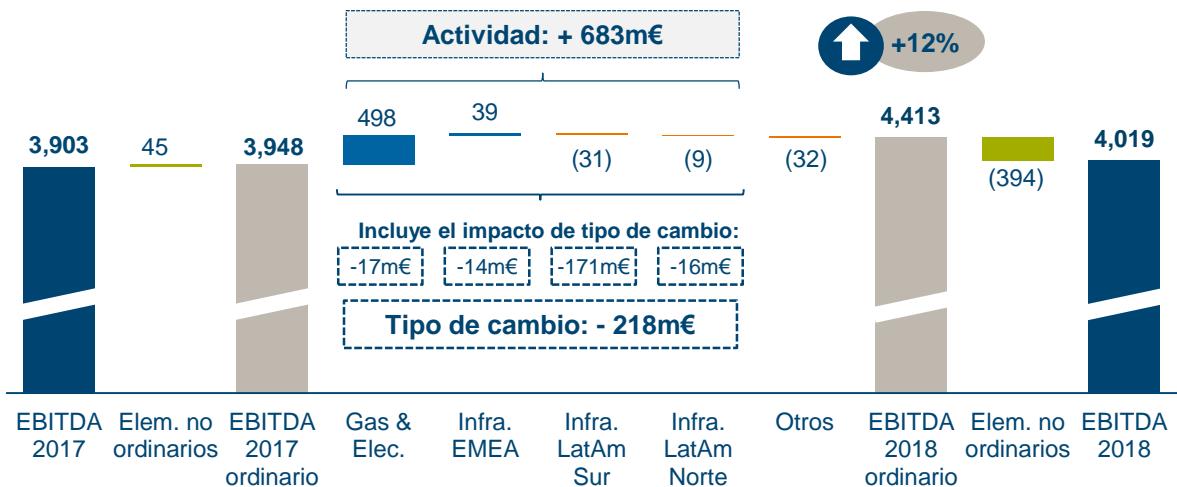


### 3. Resultados consolidados

(m€)	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación
Ventas netas	24.339	23.207	4,9%	24.373	23.179	5,2%
<b>EBITDA</b>	<b>4.019</b>	<b>3.903</b>	<b>3,0%</b>	<b>4.413</b>	<b>3.948</b>	<b>11,8%</b>
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-6.007	-1.621	-	- 1.581	- 1.621	-2,5%
Deterioro pérdidas crediticias	-179	-154	16,2%	- 165	- 154	7,1%
<b>EBIT</b>	<b>-2.167</b>	<b>2.128</b>	<b>-</b>	<b>2.667</b>	<b>2.173</b>	<b>22,7%</b>
Resultado financiero	-685	-698	-1,9%	- 666	- 698	-4,6%
Resultado método de participación	-513	14	-	59	14	-
Impuesto sobre beneficios	779	-195	-	- 469	- 313	49,8%
Resultado operaciones interrumpidas	-10	448	-	-	-	-
Participaciones no dominantes	-226	-337	-32,9%	- 346	- 383	-9,7%
<b>Resultado neto</b>	<b>-2.822</b>	<b>1.360</b>	<b>-</b>	<b>1.245</b>	<b>793</b>	<b>57,0%</b>

- Las ventas netas alcanzaron 24.339m€ en 2018, 4,9% más que en 2017, impulsadas fundamentalmente por mayores volúmenes y precios en el negocio de gas.
- El EBITDA 2018 consolidado alcanzó los 4.019m€, un 3,0% más que en 2017. Eliminando los efectos no ordinarios, el EBITDA creció un 11,8%.

#### Evolución del EBITDA (m€)



(m€)	reportado			ordinario		
	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación
Gas & Electricidad	1.360	980	38,8%	1.453	955	52,1%
Infraestructuras EMEA	1.802	1.770	1,8%	1.849	1.810	2,2%
infraestructuras LatAm Sur	791	859	-7,9%	846	877	-3,5%
Infraestructuras LatAm Norte	232	273	-15,0%	275	284	-3,2%
Resto	-166	21	-	-10	22	-
<b>Total</b>	<b>4.019</b>	<b>3.903</b>	<b>3,0%</b>	<b>4.413</b>	<b>3.948</b>	<b>11,8%</b>

- El **EBIT 2018 ascendió a -2.167m€** como resultado del deterioro de activos anteriormente mencionado y reconocido en el segundo trimestre del año.
- **El resultado financiero mejoró un 1,9% hasta -685m€** por el menor coste de las nuevas emisiones utilizadas para refinanciar vencimientos de deuda o amortización de bonos, y a la cancelación de deuda bancaria. El coste medio de la deuda financiera bruta asciende al 3,1% (vs. 3,4% en 2017), con un 87% de la deuda a tipo fijo.

Resultado financiero (m€)	reportado		
	2018	2017	Variación
Coste deuda financiera neta	-538	-611	-11,9%
Otros gastos/ingresos financieros	-147	-87	69,0%
<b>Total</b>	<b>-685</b>	<b>-698</b>	<b>-1,9%</b>

- El **Resultado de entidades por el método de participación contribuyó con -513m€** en 2018, principalmente como resultado del deterioro en Unión Fenosa Gas (-538m€) y en la participación en Ecoeléctrica (-34m€).
- La **tasa fiscal efectiva** a 31 de diciembre de 2018, sin tener en cuenta los impactos no ordinarios de los deterioros y de la disminución del impuesto diferido por las fusiones en Chile, es del 21,5%, estable vs. 2017.
- En 2018, el **resultado de operaciones interrumpidas alcanzó -10m€**, con el siguiente detalle:

Resultado operaciones interrumpidas (m€)	reportado		
	2018	2017	Variación
Gas Colombia	7	430	-98,4%
Italia	195	37	-
Kenia	-5	-19	-73,7%
Moldavia	-57	12	-
Kangra	-150	-12	-
<b>Total</b>	<b>-10</b>	<b>448</b>	<b>-</b>

- Italia: 195m€, incluyendo 188m€ de plusvalías después de impuestos.
- Moldavia: -57m€ incluyendo un deterioro por importe de 73m€.
- Kangra: -150m€ incluyendo un deterioro por importe de 141m€.



- El resultado atribuido a participaciones no dominantes alcanzó -226m€ en 2018:

Participaciones no dominantes (m€)	reportado		
	2018	2017	Variación
EMPL	-54	-56	-3,6%
Nedgia	-57	-7	-
Resto de sociedades <sup>1</sup>	-55	-214	-74,3%
Otros instrumentos de patrimonio <sup>2</sup>	-60	-60	0,0%
<b>Total</b>	<b>-226</b>	<b>-337</b>	<b>-32,9%</b>

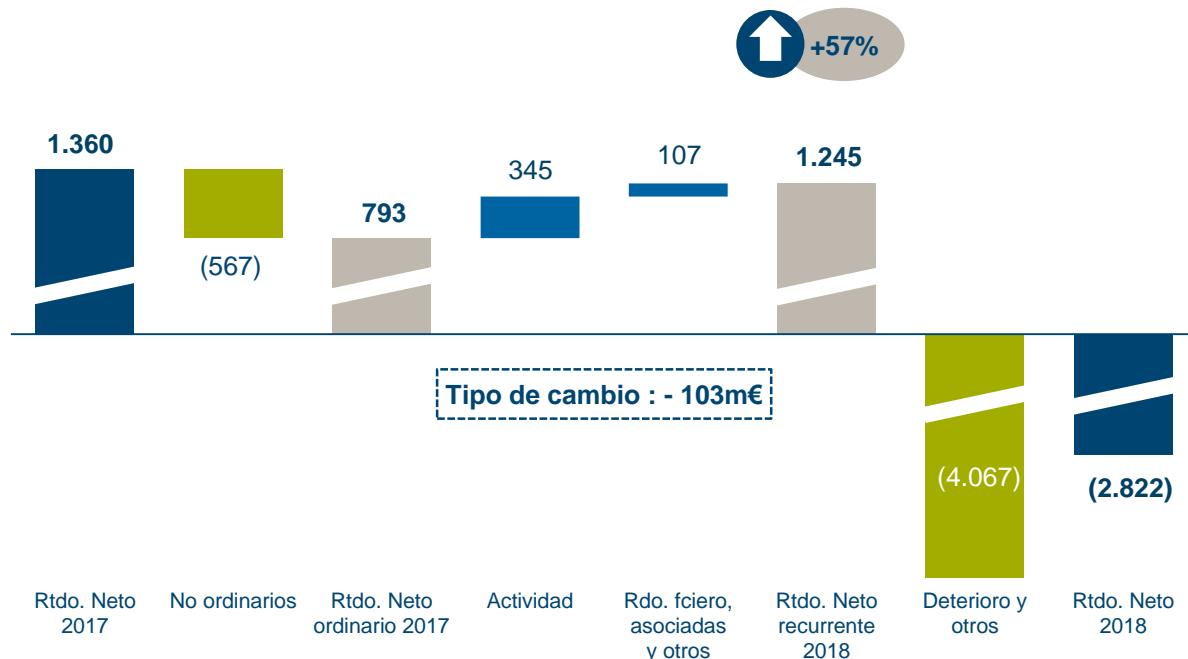
Notas:

1. Incluye generación eléctrica internacional, compañías de distribución de gas en Chile, Brasil, México y Argentina, y las compañías de distribución eléctrica en Chile y Panamá

2. Incluye intereses devengados de los bonos perpetuos subordinados

- El resultado neto alcanzó -2.822m€. Excluyendo los elementos no ordinarios, creció un 57,0% hasta 1.245m€.

#### Evolución del resultado neto (m€)



## 4. Resultados por unidad de negocio



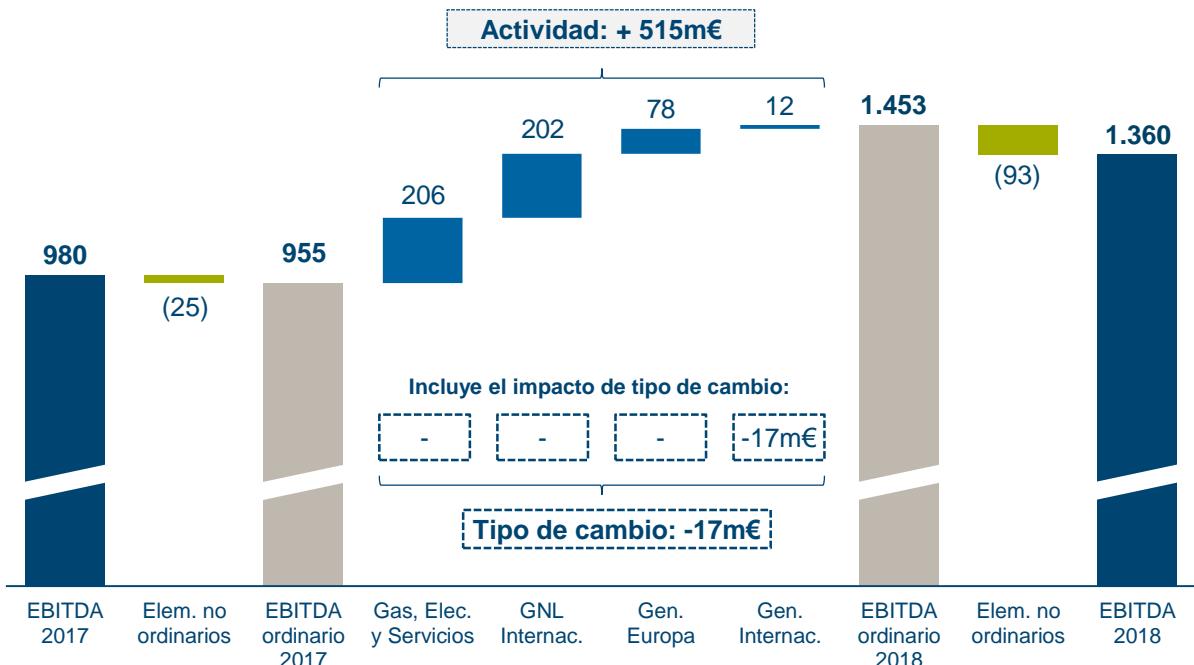
### Gas & Electricidad

EBITDA (m€)	reportado			ordinario		
	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación
Comercialización gas, electricidad y servicios	164	49	-	238	32	-
GNL Internacional	496	276	79,7%	496	294	68,7%
Generación Europa	411	379	8,4%	429	351	22,2%
Generación Internacional	289	276	4,7%	290	278	4,3%
<b>Total</b>	<b>1.360</b>	<b>980</b>	<b>38,8%</b>	<b>1.453</b>	<b>955</b>	<b>52,1%</b>

Ver anexos para información adicional de la cuenta de resultados

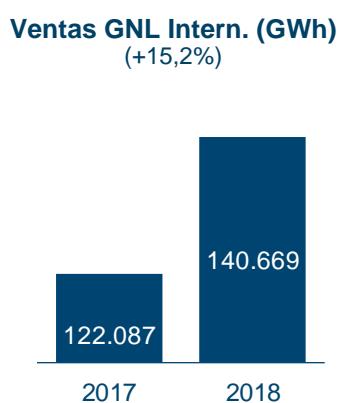
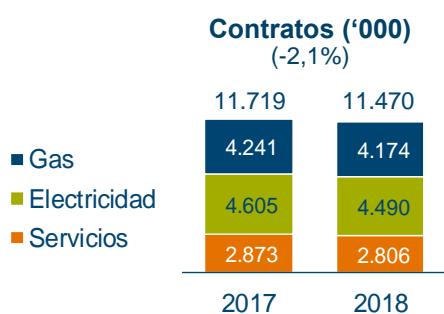
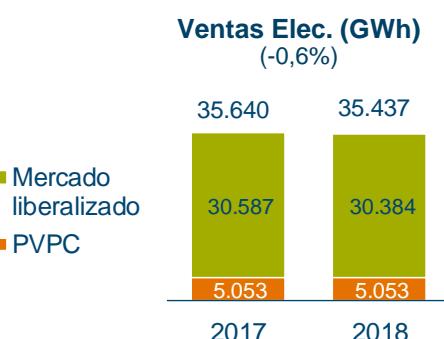
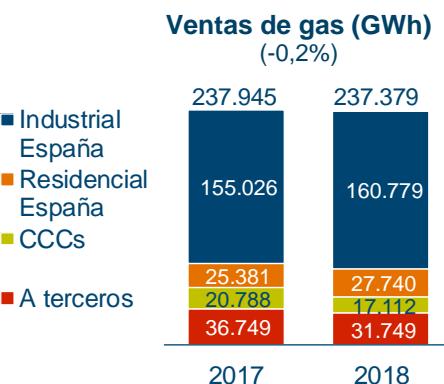
El **EBITDA ordinario crece un 52,1%** en el año, con todos los negocios contribuyendo al crecimiento, particularmente los negocios de Comercialización de gas, electricidad y servicios y GNL internacional.

### Evolución EBITDA (m€)



## Comercialización gas, electricidad y servicios

- El EBITDA ordinario alcanza 238m€ en 2018 vs. 32m€ en 2017 principalmente como resultado de i) mayores márgenes de gas por precios más altos y el impacto positivo del nuevo contrato de compra de gas con Sonatrach, y ii) menores gastos de explotación.
- Las ventas de gas permanecieron estables, con crecimiento en los segmentos residencial e industrial en España (+9,3% y +3,7% respectivamente), que compensaron las menores ventas a CCCs (-17,7%) y a terceros (-13,6%).
- Las ventas en comercialización eléctrica también se mantuvieron estables vs. 2017; mientras que los márgenes experimentaron una significativa presión a la baja en 1S18 como resultado de los contratos de venta a precio fijo establecidos a precios a plazo por debajo de los precios actuales del pool, las medidas tomadas para reemplazarlos con contratos variables o indexados permitieron la recuperación de márgenes en la segunda mitad del año.



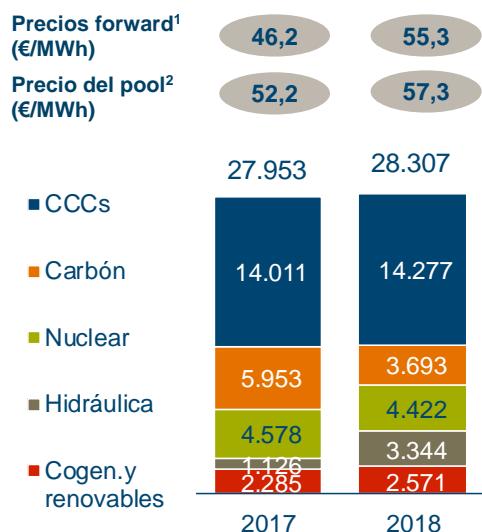
## Generación eléctrica Europa

- El EBITDA ordinario en 2018 ascendió a 429m€, 22,2% más, principalmente por una menor generación térmica y una mayor generación hidráulica, junto con mayores precios del *pool*. Estos impactos fueron parcialmente compensados por los mayores precios del CO<sub>2</sub>, que redujeron los márgenes térmicos, y la suspensión desde el mes de julio de los pagos de capacidad por disponibilidad para los CCGT.
- La generación renovable aumentó un 12,5% durante el periodo, mientras que la hidráulica se ha multiplicado por 3, reduciéndose la producción térmica total en un 8,8%, fundamentalmente carbón, que se vio directamente afectada por el aumento de costes.
- El precio del *pool* se vio afectado por el aumento del precio del CO<sub>2</sub>, que promedió 15,9 €/t en 2018 vs. 5,8 €/t en 2017. El precio medio del *pool* se situó en 57,3 €/MWh, un 9,8% más que en 2017.
- Naturgy continua aumentando su exposición a renovables con el desarrollo de 667MW eólicos y 250MW solares adjudicados en las subastas en España. De esta manera, la capacidad instalada a finales de 2018 alcanzó los 1.179MW.

## Generación eléctrica internacional

- El EBITDA ordinario en 2018 alcanzó 290m€, incrementando un 4,3% en el periodo. El crecimiento se vio apoyado por la entrada en operación de las plantas solares Sobral I y Sertao I en Brasil en septiembre 2017, así como por mejores márgenes del excedente de energía en México y la mayor producción eólica. Lo anterior se vio parcialmente compensado por la evolución negativa del tipo de cambio respecto al año anterior (-17m€).

## Producción eléctrica Europa (GWh) (+1,3%)

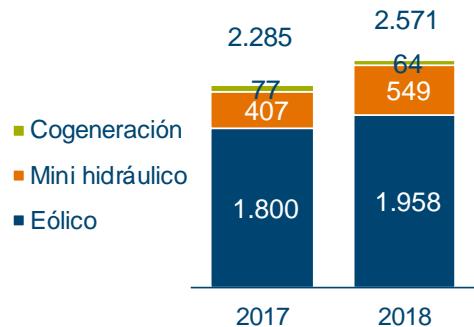


Notas:

1. Media mensual del forward a 12-meses del precio base en el OMIP durante el periodo

2. Precio medio en el mercado diario de generación

## Producción renovable Europa (GWh) (+12,5%)



## Producción eléctrica internacional (GWh) (-0,5%)





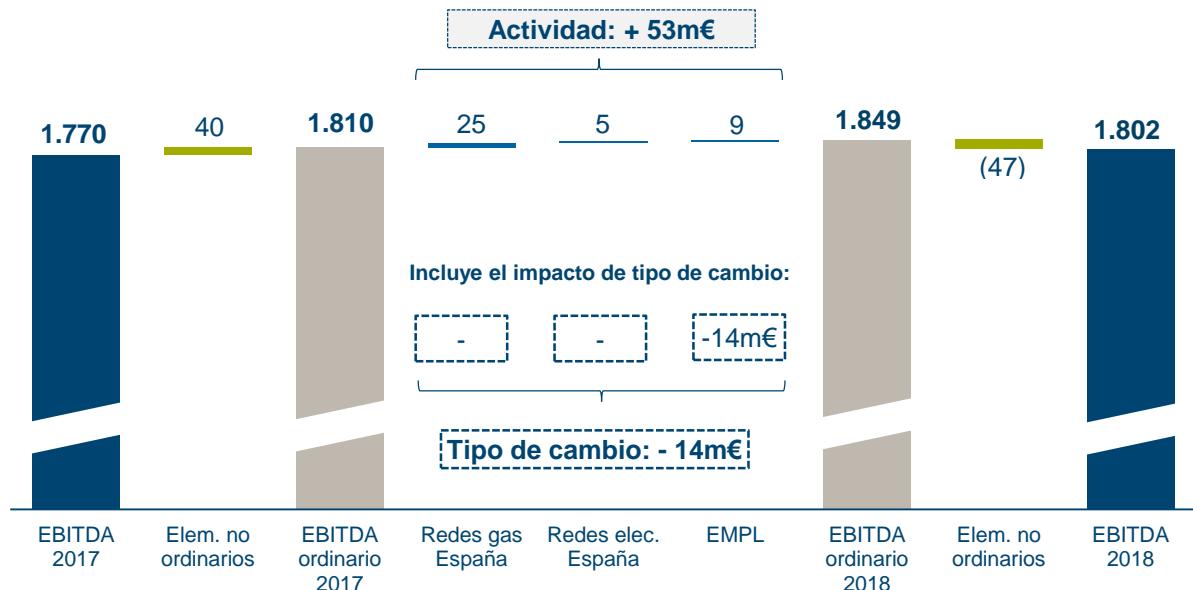
## Infraestructuras EMEA

EBITDA (m€)	reportado			ordinario		
	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación
Redes gas España	884	888	-0,5%	921	896	2,8%
Redes electricidad España	630	603	4,5%	640	635	0,8%
EMPL	288	279	3,2%	288	279	3,2%
<b>Total</b>	<b>1.802</b>	<b>1.770</b>	<b>1,8%</b>	<b>1.849</b>	<b>1.810</b>	<b>2,2%</b>

Ver anexos para información adicional de la cuenta de resultados

El EBITDA ordinario en 2018 alcanzó los **1.849m€ (+2,2%)** debido al buen comportamiento de EMPL (+3,2%) y redes de gas (+2,8%), junto a un ligero crecimiento en distribución eléctrica (+0,8%).

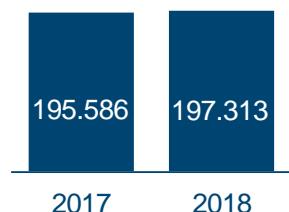
### Evolución EBITDA (m€)



## Redes gas España

- El EBITDA ordinario en 2018 creció un 2,8% hasta los 921m€ impulsado por i) crecimiento de la demanda y buena evolución operativa, que fueron suficientes para compensar el impacto de los menores ingresos por alquiler de contadores (-40m€) y, en menor medida, menores márgenes de GLP, y ii) menores gastos operativos por mejoras de eficiencias.
- Las ventas de gas y los puntos de suministro aumentaron un 0,9% y 0,6% respectivamente, fundamentalmente por el crecimiento de la demanda en el mercado residencial.

Ventas gas España (GWh)  
(+0,9%)



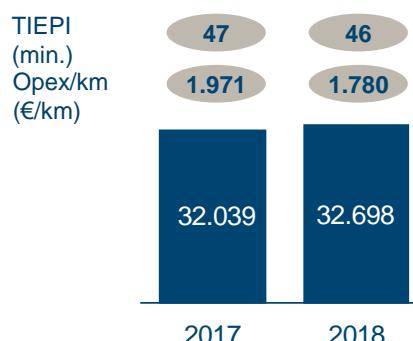
## Redes electricidad España

- El EBITDA ordinario en 2018 alcanzó los 640m€, un aumento del 0,8% respecto a 2017, explicado por la incorporación de nuevas inversiones en operación y eficiencias (+21m€).
- Los gastos operativos unitarios por km de red instalada disminuyeron un 9,7% durante el año, alcanzando los 1.780 €/km.

Puntos de suministro ('000)  
(+0,6%)



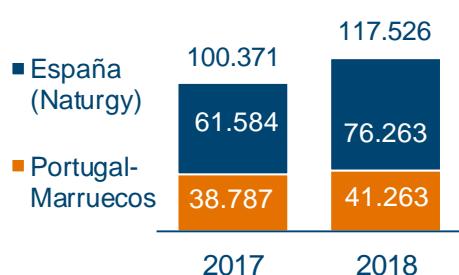
Ventas elec. España (GWh)  
(+2,1%)



## EMPL

- El EBITDA ordinario aumentó un 3,2% hasta los 288m€ en 2018 debido al incremento de tarifas y volúmenes, lo que ayudó a compensar el impacto negativo de la depreciación del US\$ vs. Euro (-14m€).

Gas transportado (GWh)  
(+17,1%)





## Infraestructuras LatAm Sur

EBITDA (m€)	reportado			ordinario		
	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación
Chile Electricidad	243	293	-17.1%	288	313	-8.0%
Chile Gas	211	223	-5.4%	222	210	5.7%
Brasil Gas	223	282	-20.9%	223	284	-21.5%
Argentina Gas y electricidad	118	65	81.5%	117	74	58.1%
Perú Gas	-4	-4	0.0%	-4	-4	0.0%
<b>Total</b>	<b>791</b>	<b>859</b>	<b>-7.9%</b>	<b>846</b>	<b>877</b>	<b>-3.5%</b>

Ver anexos para información adicional de la cuenta de resultados

El **EBITDA ordinario en 2018 ascendió a 846m€, 3,5% menos** que en 2017, impactado por la evolución negativa de los tipos de cambio (-171m€).

### Evolución EBITDA (m€)



## Chile electricidad

- El EBITDA ordinario alcanzó 288m€ en 2018, (-8,0% vs. 2017), fundamentalmente como consecuencia de: i) menores ingresos de regularizaciones de años anteriores y otros impactos de demanda, así como ii) el impacto negativo por tipo de cambio de 10m€.
- A nivel operativo, el negocio experimentó un crecimiento tanto en las ventas de electricidad (+2,6%), como en puntos de suministro (+2,5%).

**Ventas electricidad (GWh)**  
(+2,4%)



## Chile gas

- El EBITDA ordinario ascendió a 222m€, un 5,7% más que en 2017, principalmente como resultado de la indexación de tarifas y a pesar del impacto negativo por tipo de cambio de 8m€.
- Además, la disminución en la demanda residencial y comercial fue compensada por mayores ventas a otros segmentos y mayores márgenes unitarios en los segmentos residencial y comercial.

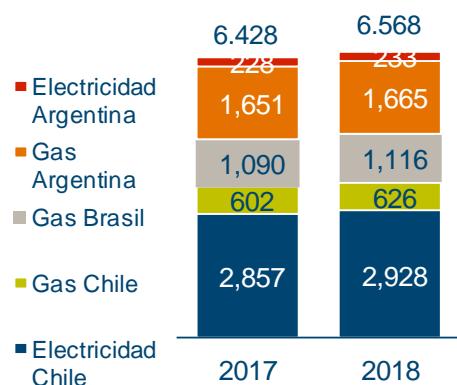
**Ventas gas (GWh)**  
(-6,3%)



## Brasil gas

- El EBITDA ordinario en 2018 cayó 21,5% hasta los 223m€ debido a la menor demanda y el impacto negativo por tipo de cambio (46m€).
- La ausencia de ajustes negativos retroactivos de tarifa existentes en períodos anteriores (+15m€), y las mayores ventas del segmento de gas vehicular, fueron compensadas con menores ventas en los segmentos de generación eléctrica e industrial como resultado de una menor utilización de la capacidad térmica y los ajustes de producción derivados de la situación macroeconómica.

**Puntos de suministro ('000)**  
(+2,2%)



## Argentina gas y electricidad

- El EBITDA ordinario en 2018 ascendió a 117m€, un incremento del 58,1% respecto a 2017 apoyado por la aplicación del nuevo marco tarifario que compensó parcialmente el efecto negativo de tipo de cambio de 107m€.
- El pasivo contingente de 116m€ registrado en el 3T18 vinculado al aumento de los costes de suministro de gas derivados de la devaluación del peso argentino fue revertido, siguiendo el decreto 1053/2018 del gobierno argentino, que estableció que asumirá el pago de las diferencias entre el gas comprado por los distribuidores de gas y el valor del gas natural reconocido en las tarifas vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generado exclusivamente por la variación de los tipos de cambio en el período.
- La aplicación de la NIC 29 supuso un impacto positivo en EBITDA de 12m€.
- Las ventas de gas crecieron un 5,8%, con aportación de todos los segmentos de clientes.





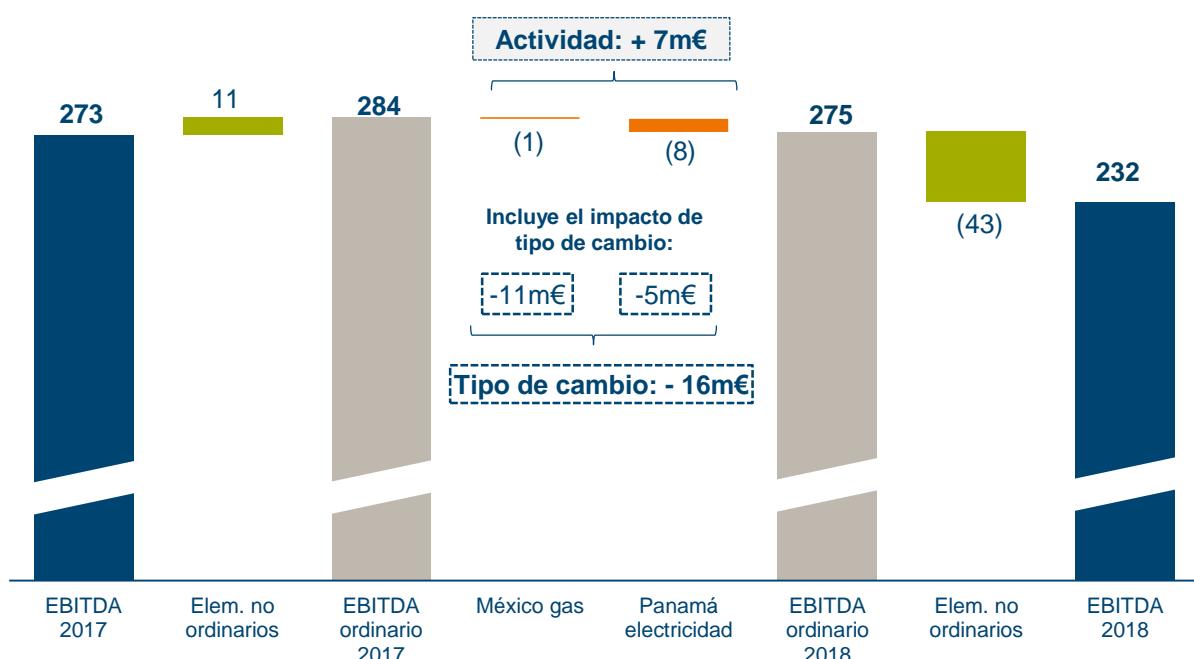
## Infraestructuras LatAm Norte

EBITDA (m€)	reportado			ordinario		
	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación
Gas México	161	169	-4.7%	170	171	-0.6%
Electricidad Panamá	71	104	-31.7%	105	113	-7.1%
<b>Total</b>	<b>232</b>	<b>273</b>	<b>-15.0%</b>	<b>275</b>	<b>284</b>	<b>-3.2%</b>

Ver anexos para información adicional de la cuenta de resultados

El EBITDA ordinario en 2018 asciende a 275m€, un 3,2% menos debido al impacto negativo por tipo de cambio de 16m€.

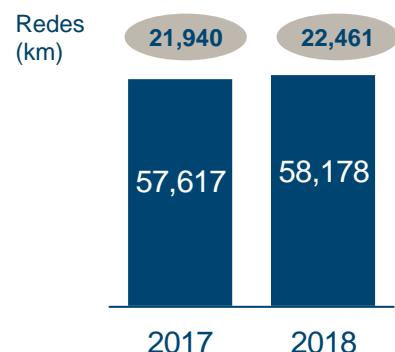
### Evolución EBITDA (m€)



## México gas

- El EBITDA ordinario en 2018 disminuyó un 0,6% hasta los 170m€.
- La evolución positiva del negocio, impulsada por una mayor indexación de tarifas, junto con el crecimiento en los márgenes de ventas, no fueron suficientes para compensar el impacto negativo por tipo de cambio de 11m€ y los mayores gastos operativos como resultado del reposicionamiento comercial.

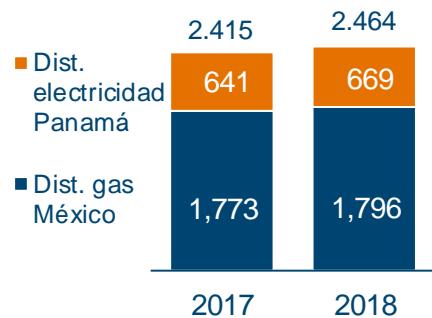
**Ventas gas México (GWh)**  
(+1,0%)



## Panamá electricidad

- El EBITDA ordinario en 2018 alcanzó 105m€, un 7,1% menos que en 2017, afectado por una climatología más suave y un impacto negativo por tipo de cambio de 5m€, que fue parcialmente compensado por el crecimiento en los puntos de suministro.

**Puntos de suministro ('000)**  
(+2,1%)

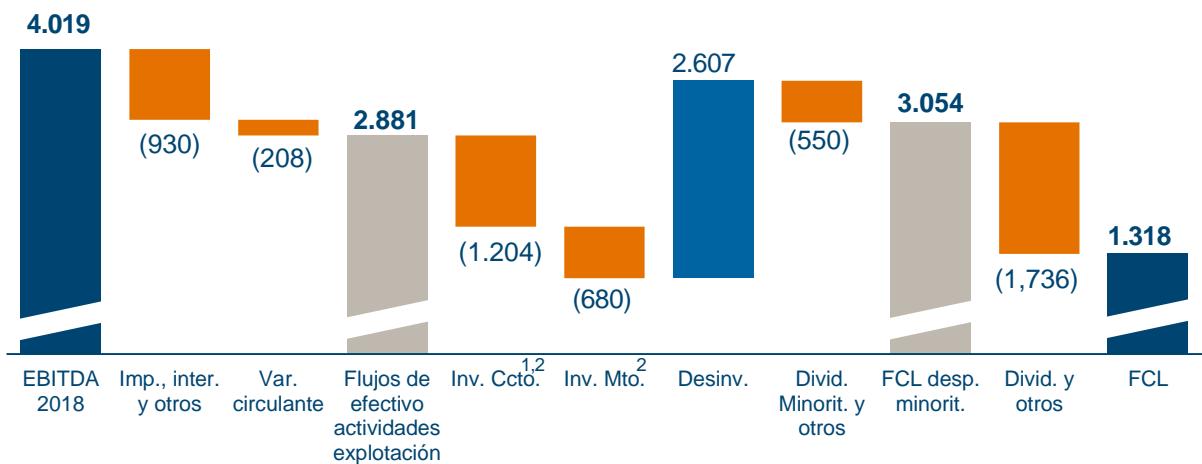


**Ventas elec. Panamá (GWh)**  
(+1,4%)



## 5. Flujo de caja

### Evolución del flujo de caja (m€)



Notas:

1. Excluyendo 380m€ correspondientes a 2 metaneros en régimen de time-charter incorporados durante 1S18 (inversiones sin salida de caja)
2. Neto de cesiones y aportaciones

- El **flujo de caja libre después de minoritarios en 2018 alcanzó los 3.054m€** y fue destinado principalmente al pago de dividendos y reducción de la deuda financiera.

### Inversiones

- El detalle de las inversiones por tipología y unidad de negocio fue el siguiente:

(m€)	Inversiones de mantenimiento		
	2018	2017	Variación
Gas & Electricidad	137	126	8.7%
Infraestructuras EMEA	225	246	-8.5%
Infraestructuras LatAm Sur	181	249	-27.3%
Infraestructuras LatAm Norte	71	81	-12.3%
Resto	69	151	-54.3%
<b>Total</b>	<b>683</b>	<b>853</b>	<b>-19.9%</b>

- Las **inversiones de mantenimiento** en 2018 alcanzaron los 683m€ frente a los 853m€ en 2017, una reducción del 19,9% principalmente derivada de la optimización de las inversiones de mantenimiento en los negocios de infraestructuras y resto de actividades, así como por efecto de tipo de cambio.



Inversiones de crecimiento			
(m€)	2018	2017	Variación
Gas & Electricidad	998 <sup>1</sup>	268	-
Infraestructuras EMEA	248	229	8,3%
Infraestructuras LatAm Sur	278	247	12,6%
Infraestructuras LatAm Norte	113	144	-21,5%
Resto	1	41	-97,6%
<b>Total</b>	<b>1.638</b>	<b>929</b>	<b>76,3%</b>

Nota:

1. Incluye 380m€ correspondientes a 2 metaneros en régimen de time-charter incorporados durante 1S18 (inversiones sin salida de caja)

- Las **inversiones de crecimiento** en 2018 representaron más del 70% del total alcanzando los 1.638m€, frente a los 929m€ del año pasado. Principalmente incluyen lo siguiente:

- 380m€ para la adquisición de dos metaneros bajo arrendamiento financiero.
- 382m€ invertidos en el desarrollo de diferentes proyectos renovables en España (eólico y solar), 32,6MW puestos en funcionamiento en las Islas Canarias en 2018. Se espera que 929MW entren en funcionamiento antes de 2020.
- 106m€ destinados a la adquisición y desarrollo de proyectos solares en Brasil: 85MW en operación en 4T18.
- Por último, se han invertido 75m€ en el desarrollo de 96MW de capacidad eólica en Australia, entrando en funcionamiento en 4T18.

- Además, 180MW de capacidad eólica en Australia y 324MW de capacidad eólica y solar en Chile se desarrollarán antes de 3T20-1T21 respectivamente.

### Buque metanero



### Parque eólico en Crockwell (Australia)



### Desinversiones

- Las desinversiones incluyen la venta del negocio en Italia por 746m€, la venta de una participación minoritaria del 20% en Nedgia (1.500m€), la venta del 41,9% pendiente del negocio de distribución de gas en Colombia (334m€) y la venta de Kangra Coal.

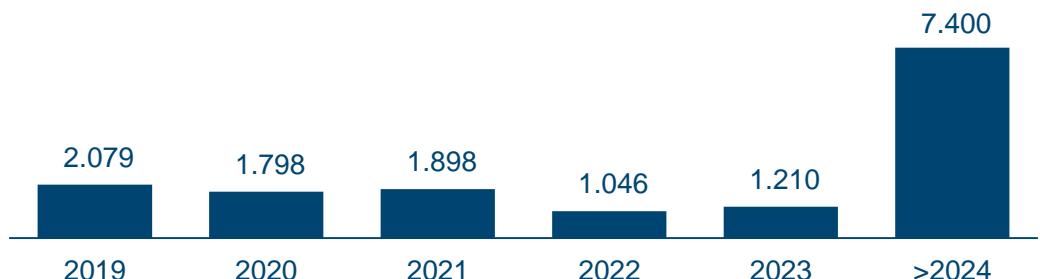
## 6. Posición financiera

- Naturgy está avanzando en la optimización de su estructura de capital como se indicó en su Plan Estratégico 2018-2022.
- En enero, la compañía completó un ejercicio de gestión de pasivo con la emisión de un bono a 10 años por 850m€ y cupón del 1,5% y una recompra de obligaciones por 916m€. Además, en 2018 vencieron dos bonos por un importe total de 1.099m€ y cupón medio del 4,59%.
- Durante el último trimestre del año, la compañía completó con éxito recompras de bonos por valor de 333m€ con vencimientos que van desde 2019 hasta 2021.
- Además, la compañía empleó parte de su exceso de liquidez en la amortización de toda la deuda bancaria, incluyendo 1.270m€ denominada en euros, así como 390m€ denominada en USD.
- La compañía está en proceso de optimizar la financiación asignada a cada una de las unidades de negocio para aumentar el *accountability* y la autonomía financiera en la misma moneda donde se originan los flujos de caja, obteniendo mayor flexibilidad. En este sentido, la compañía refinanció / emitió nueva deuda en Latinoamérica por un importe total aproximado de 1.073m€, incluyendo nuevas emisiones de bonos por 389m€ y nueva deuda bancaria / refinanciación por 684m€.

### Evolución de la deuda neta (m€)



### Vencimientos deuda bruta (m€)



<b>Ratios de crédito</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
EBITDA/Coste deuda financiera neta	7.5	6.4
Deuda neta/LTM EBITDA	3.4	3.9
Deuda neta/LTM EBITDA (IFRS16)	3.8	4.2

Deuda financiera por moneda	m€	Grupo consolidado		Chile		Brasil	Argentina	Peru	México	Panamá	Holding y otros
		dic'18	dic'17	CLP	USD	BRL	ARS	USD	MXN	USD	EUR/USD
Deuda financiera	m€	13,667	15,154	1,995	14	244	(34)	55	367	506	10,520
Coste medio de la deuda	%	3.1	3.4	5.9	3.8	7.9	40.9	4.6	8.6	4.1	2.3
% tipo fijo (deuda bruta)	%	87	88	72	-	-	1	-	53	59	95



# Anexos

## Anexo I: Estados financieros

### Cuenta de resultados consolidada

(m€)	reportado			ordinario		
	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación
Importe neto de la cifra de negocios	24,339	23,207	4.9%	24,373	23,179	5.2%
Aprovisionamientos	-17,723	-16,628	6.6%	-17,576	-16,648	5.6%
<b>Margen bruto</b>	<b>6,616</b>	<b>6,579</b>	<b>0.6%</b>	<b>6,797</b>	<b>6,531</b>	<b>4.1%</b>
Gastos operativos	-1,381	-1,519	-9.1%	-1,323	-1,496	-11.6%
Gastos de personal	-1,125	-1,131	-0.5%	-945	-1,005	-6.0%
Trabajos para el inmovilizado	115	122	-5.7%	115	122	-5.7%
Otros gastos operativos	231	302	-23.5%	206	246	-16.3%
Tributos	-437	-450	-2.9%	-437	-450	-2.9%
<b>EBITDA</b>	<b>4,019</b>	<b>3,903</b>	<b>3.0%</b>	<b>4,413</b>	<b>3,948</b>	<b>11.8%</b>
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-6,007	-1,621	-	-1,581	-1,621	-2.5%
Deterioro pérdidas crediticias	-179	-154	16.2%	-165	-154	7.1%
<b>EBIT</b>	<b>-2,167</b>	<b>2,128</b>	<b>-</b>	<b>2,667</b>	<b>2,173</b>	<b>22.7%</b>
Resultado financiero	-685	-698	-1.9%	-666	-698	-4.6%
Resultado método de participación	-513	14	-	59	14	-
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>-3,365</b>	<b>1,444</b>	<b>-</b>	<b>2,060</b>	<b>1,489</b>	<b>38.3%</b>
Impuesto sobre beneficios	779	-195	-	-469	-313	49.8%
Resultado operaciones interrumpidas	-10	448	-	0	0	-
Participaciones no dominantes	-226	-337	-32.9%	-346	-383	-9.7%
<b>Resultado neto</b>	<b>-2,822</b>	<b>1,360</b>	<b>-</b>	<b>1,245</b>	<b>793</b>	<b>57.0%</b>



## Balance consolidado

(m€)	31/12/2018	31/12/2017
<b>Activo no corriente</b>	<b>32,301</b>	<b>36,239</b>
Inmovilizado intangible	7,845	9,921
Inmovilizado material	20,707	22,654
Inversiones método participación	816	1,500
Activos financieros no corrientes	1,244	1,315
Activos por impuesto diferido	1,689	849
<b>Activo corriente</b>	<b>8,330</b>	<b>11,083</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	202	1,682
Existencias	850	720
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5,134	4,994
Otros activos financieros corrientes	428	462
Efectivo y medios líquidos equivalentes	1,716	3,225
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>40,631</b>	<b>47,322</b>
(m€)	31/12/2018	31/12/2017
<b>Patrimonio neto</b>	<b>14,595</b>	<b>18,305</b>
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	10,948	14,734
Participaciones no dominantes	3,647	3,571
<b>Pasivo no corriente</b>	<b>19,029</b>	<b>21,409</b>
Ingresos diferidos	863	842
Provisiones no corrientes	1,125	1,129
Pasivos financieros no corrientes	13,352	15,916
Pasivos por impuesto diferido	2,149	2,312
Otros pasivos no corrientes	1,540	1,210
<b>Pasivo corriente</b>	<b>7,007</b>	<b>7,608</b>
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	93	621
Provisiones corrientes	297	183
Pasivos financieros corrientes	2,079	2,543
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	4,067	3,920
Otros pasivos corrientes	471	341
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>40,631</b>	<b>47,322</b>



## Flujo de caja consolidado

(m€)	2018	2017	Variación
<b>EBITDA</b>	<b>4,019</b>	<b>3,903</b>	<b>3.0%</b>
Impuesto sobre sociedades	-263	-438	-40.0%
Resultado financiero	-685	-698	-1.9%
Impactos non cash	18	156	-88.5%
<b>Cash flow operativo (CFO)</b>	<b>3,089</b>	<b>2,923</b>	<b>5.7%</b>
Variación en working capital	-208	-155	34.2%
<b>Flujos de efectivo de las actividades de explotación</b>	<b>2,881</b>	<b>2,768</b>	<b>4.1%</b>
Inversiones de crecimiento	-1,204	-913	31.9%
Inversiones de mantenimiento	-680	-848	-19.8%
Desinversiones	2,607	175	-
Dividendos a minoritarios y otros	-550	-436	26.1%
<b>Free cash flow después de minoritarios</b>	<b>3,054</b>	<b>746</b>	<b>-</b>
Dividendos y otros	-1,736	-987	75.9%
<b>Free Cash Flow</b>	<b>1,318</b>	<b>-241</b>	<b>-</b>



## EBITDA trimestral por actividad

(m€)	1T18	2T18	3T18	4T18	2018
<b>Gas &amp; Electricidad</b>	<b>399</b>	<b>196</b>	<b>340</b>	<b>425</b>	<b>1,360</b>
Comercialización de gas, electricidad y servicios	81	-26	43	66	164
GNL Internacional	156	77	114	149	496
Generación Europa	93	73	101	144	411
Generación Internacional	69	72	82	66	289
<b>Infraestructuras EMEA</b>	<b>441</b>	<b>450</b>	<b>442</b>	<b>469</b>	<b>1,802</b>
Redes gas España	212	220	218	234	884
Redes electricidad España	157	159	154	160	630
EMPL	72	71	70	75	288
<b>Infraestructuras LatAm Sur</b>	<b>137</b>	<b>225</b>	<b>143</b>	<b>286</b>	<b>791</b>
Electricidad Chile	55	69	73	46	243
Gas Chile	18	69	78	46	211
Gas Brasil	49	61	71	42	223
Gas Argentina	11	24	-79	152	108
Electricidad Argentina	5	3	2	0	10
Gas Perú	-1	-1	-1	-1	-4
<b>Infraestructuras LatAm Norte</b>	<b>60</b>	<b>63</b>	<b>71</b>	<b>38</b>	<b>232</b>
Gas México	38	40	41	42	161
Electricidad Panamá	22	23	30	-4	71
<b>Resto</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>-24</b>	<b>-175</b>	<b>-166</b>
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>1,053</b>	<b>951</b>	<b>972</b>	<b>1,043</b>	<b>4,019</b>

(m€)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017 <sup>1</sup>
<b>Gas &amp; Electricidad</b>	<b>313</b>	<b>236</b>	<b>174</b>	<b>256</b>	<b>979</b>
Comercialización de gas, electricidad y servicios	-28	69	37	-29	49
GNL Internacional	110	53	14	99	276
Generación Europa	164	43	59	112	378
Generación Internacional	67	71	64	74	276
<b>Infraestructuras EMEA</b>	<b>442</b>	<b>437</b>	<b>451</b>	<b>440</b>	<b>1,770</b>
Redes gas España	223	210	232	224	889
Redes electricidad España	141	157	155	149	602
EMPL	78	70	64	67	279
<b>Infraestructuras LatAm Sur</b>	<b>167</b>	<b>240</b>	<b>273</b>	<b>180</b>	<b>860</b>
Electricidad Chile	78	75	73	67	293
Gas Chile	36	67	90	31	224
Gas Brasil	56	70	82	74	282
Gas Argentina	-7	24	25	4	46
Electricidad Argentina	5	6	3	5	19
Gas Perú	-1	-2	0	-1	-4
<b>Infraestructuras LatAm Norte</b>	<b>73</b>	<b>66</b>	<b>68</b>	<b>65</b>	<b>272</b>
Gas México	46	41	43	39	169
Electricidad Panamá	27	25	25	26	103
<b>Resto</b>	<b>30</b>	<b>26</b>	<b>-3</b>	<b>-31</b>	<b>22</b>
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>1,025</b>	<b>1,005</b>	<b>963</b>	<b>910</b>	<b>3,903</b>

Nota:

- Las cifras de EBITDA a 2017 por unidad de negocio han sido reexpresadas ya que el proceso de reasignación de costes en los negocios ha continuado evolucionado en el trimestre. Como consecuencia, las cifras reportadas para 2017 sustituyen las reportadas anteriormente en la publicación de resultados de 9M18.



## EBITDA acumulado por actividad

(m€)	reportado			ordinario			FX
	2018	2017	Variación	2018	2017	Variación	
<b>Gas &amp; Electricidad</b>	<b>1,360</b>	<b>980</b>	<b>38.8%</b>	<b>1,453</b>	<b>955</b>	<b>52.1%</b>	<b>-17</b>
Comercialización de gas, electricidad y servicios	164	49	-	238	32	-	-
GNL Internacional	496	276	79.7%	496	294	68.7%	-
Generación Europa	411	379	8.4%	429	351	22.2%	-
Generación Internacional	289	276	4.7%	290	278	4.3%	-17
<b>Infraestructuras EMEA</b>	<b>1,802</b>	<b>1,770</b>	<b>1.8%</b>	<b>1,849</b>	<b>1,810</b>	<b>2.2%</b>	<b>-14</b>
Redes gas España	884	888	-0.5%	921	896	2.8%	-
Redes electricidad España	630	603	4.5%	640	635	0.8%	-
EMPL	288	279	3.2%	288	279	3.2%	-14
<b>Infraestructuras LatAm Sur</b>	<b>791</b>	<b>859</b>	<b>-7.9%</b>	<b>846</b>	<b>877</b>	<b>-3.5%</b>	<b>-171</b>
Electricidad Chile	243	293	-17.1%	288	313	-8.0%	-10
Gas Chile	211	223	-5.4%	222	210	5.7%	-8
Gas Brasil	223	282	-20.9%	223	284	-21.5%	-46
Gas y electricidad Argentina	118	65	81.5%	117	74	58.1%	-107
Gas Perú	-4	-4	0.0%	-4	-4	0.0%	-
<b>Infraestructuras LatAm Norte</b>	<b>232</b>	<b>273</b>	<b>-15.0%</b>	<b>275</b>	<b>284</b>	<b>-3.2%</b>	<b>-16</b>
Gas México	161	169	-4.7%	170	171	-0.6%	-11
Electricidad Panamá	71	104	-31.7%	105	113	-7.1%	-5
<b>Resto</b>	<b>-166</b>	<b>21</b>	<b>-</b>	<b>-10</b>	<b>22</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>4,019</b>	<b>3,903</b>	<b>3.0%</b>	<b>4,413</b>	<b>3,948</b>	<b>11.8%</b>	<b>-218</b>



## Resultados por actividad

### 1. Gas & Electricidad

Comer. de gas, electricidad y servicios (m€)	2018	2017	Variación
Importe neto de la cifra de negocios	13,064	12,236	6.8%
Aprovisionamientos	-12,428	-11,686	6.3%
<b>Margen bruto</b>	<b>636</b>	<b>550</b>	<b>15.6%</b>
Otros ingresos de explotación	10	20	-50.0%
Gastos de personal	-134	-110	21.8%
Tributos	-63	-62	1.6%
Otros gastos de explotación	-285	-349	-18.3%
<b>EBITDA</b>	<b>164</b>	<b>49</b>	<b>-</b>
Depreciación y provisiones	-139	-97	43.3%
<b>EBIT</b>	<b>25</b>	<b>-48</b>	<b>-</b>

GNL Internacional (m€)	2018	2017	Variación
Importe neto de la cifra de negocios	3,529	2,629	34.2%
Aprovisionamientos	-3,003	-2,316	29.7%
<b>Margen bruto</b>	<b>526</b>	<b>313</b>	<b>68.1%</b>
Otros ingresos de explotación	2	3	-33.3%
Gastos de personal	-23	-21	9.5%
Tributos	-	-	-
Otros gastos de explotación	-9	-19	-52.6%
<b>EBITDA</b>	<b>496</b>	<b>276</b>	<b>79.7%</b>
Depreciación y provisiones	-75	-51	47.1%
<b>EBIT</b>	<b>421</b>	<b>225</b>	<b>87.1%</b>

Generación Europa (m€)	2018	2017	Variación
Importe neto de la cifra de negocios	2,050	1,935	5.9%
Aprovisionamientos	-1,091	-977	11.7%
<b>Margen bruto</b>	<b>959</b>	<b>958</b>	<b>0.1%</b>
Otros ingresos de explotación	16	20	-20.0%
Gastos de personal	-140	-147	-4.8%
Tributos	-247	-262	-5.7%
Otros gastos de explotación	-177	-190	-6.8%
<b>EBITDA</b>	<b>411</b>	<b>379</b>	<b>8.4%</b>
Depreciación y provisiones	-4,279	-442	-
<b>EBIT</b>	<b>-3,868</b>	<b>-63</b>	<b>-</b>



<b>Generación Internacional (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	917	892	2.8%
Aprovisionamientos	-527	-511	3.1%
<b>Margen bruto</b>	<b>390</b>	<b>381</b>	<b>2.4%</b>
Otros ingresos de explotación	10	12	-16.7%
Gastos de personal	-39	-37	5.4%
Tributos	-3	-4	-25.0%
Otros gastos de explotación	-69	-76	-9.2%
<b>EBITDA</b>	<b>289</b>	<b>276</b>	<b>4.7%</b>
Depreciación y provisiones	-152	-121	25.6%
<b>EBIT</b>	<b>137</b>	<b>155</b>	<b>-11.6%</b>



## 2. Infraestructuras EMEA

<b>Redes gas España (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	1,254	1,261	-0.6%
Aprovisionamientos	-75	-68	10.3%
<b>Margen bruto</b>	<b>1,179</b>	<b>1,193</b>	<b>-1.2%</b>
Otros ingresos de explotación	40	39	2.6%
Gastos de personal	-118	-94	25.5%
Tributos	-28	-27	3.7%
Otros gastos de explotación	-189	-223	-15.2%
<b>EBITDA</b>	<b>884</b>	<b>888</b>	<b>-0.5%</b>
Depreciación y provisiones	-320	-307	4.2%
<b>EBIT</b>	<b>564</b>	<b>581</b>	<b>-2.9%</b>

<b>Redes electricidad España (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	855	873	-2.1%
Aprovisionamientos	-	-	-
<b>Margen bruto</b>	<b>855</b>	<b>873</b>	<b>-2.1%</b>
Otros ingresos de explotación	26	26	0.0%
Gastos de personal	-94	-130	-27.7%
Tributos	-30	-29	3.4%
Otros gastos de explotación	-127	-137	-7.3%
<b>EBITDA</b>	<b>630</b>	<b>603</b>	<b>4.5%</b>
Depreciación y provisiones	-252	-233	8.2%
<b>EBIT</b>	<b>378</b>	<b>370</b>	<b>2.2%</b>

<b>EMPL (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	310	304	2.0%
Aprovisionamientos	-	-	-
<b>Margen bruto</b>	<b>310</b>	<b>304</b>	<b>2.0%</b>
Otros ingresos de explotación	0	0	-
Gastos de personal	-6	-6	0.0%
Tributos	-	-	-
Otros gastos de explotación	-16	-19	-15.8%
<b>EBITDA</b>	<b>288</b>	<b>279</b>	<b>3.2%</b>
Depreciación y provisiones	-44	-38	15.8%
<b>EBIT</b>	<b>244</b>	<b>241</b>	<b>1.2%</b>



### 3. Infraestructuras LatAm Sur

<b>Electricidad Chile (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	2,137	2,382	-10.3%
Aprovisionamientos	-1,592	-1,795	-11.3%
<b>Margen bruto</b>	<b>545</b>	<b>587</b>	<b>-7.2%</b>
Otros ingresos de explotación	24	13	84.6%
Gastos de personal	-128	-131	-2.3%
Tributos	-7	-8	-12.5%
Otros gastos de explotación	-191	-168	13.7%
<b>EBITDA</b>	<b>243</b>	<b>293</b>	<b>-17.1%</b>
Depreciación y provisiones	-166	-152	9.2%
<b>EBIT</b>	<b>77</b>	<b>141</b>	<b>-45.4%</b>

<b>Gas Chile (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	738	1,022	-27.8%
Aprovisionamientos	-441	-722	-38.9%
<b>Margen bruto</b>	<b>297</b>	<b>300</b>	<b>-1.0%</b>
Otros ingresos de explotación	5	11	-54.5%
Gastos de personal	-29	-28	3.6%
Tributos	-2	-2	0.0%
Otros gastos de explotación	-60	-58	3.4%
<b>EBITDA</b>	<b>211</b>	<b>223</b>	<b>-5.4%</b>
Depreciación y provisiones	-57	-49	16.3%
<b>EBIT</b>	<b>154</b>	<b>174</b>	<b>-11.5%</b>

<b>Gas Brasil (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	1,565	1,811	-13.6%
Aprovisionamientos	-1,217	-1,387	-12.3%
<b>Margen bruto</b>	<b>348</b>	<b>424</b>	<b>-17.9%</b>
Otros ingresos de explotación	39	84	-53.6%
Gastos de personal	-31	-42	-26.2%
Tributos	-4	-3	33.3%
Otros gastos de explotación	-129	-181	-28.7%
<b>EBITDA</b>	<b>223</b>	<b>282</b>	<b>-20.9%</b>
Depreciación y provisiones	-75	-69	8.7%
<b>EBIT</b>	<b>148</b>	<b>213</b>	<b>-30.5%</b>



<b>Gas Argentina (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	513	355	44.5%
Aprovisionamientos	-316	-201	57.2%
<b>Margen bruto</b>	<b>197</b>	<b>154</b>	<b>27.9%</b>
Otros ingresos de explotación	31	35	-11.4%
Gastos de personal	-15	-29	-48.3%
Tributos	-22	-27	-18.5%
Otros gastos de explotación	-83	-87	-4.6%
<b>EBITDA</b>	<b>108</b>	<b>46</b>	-
Depreciación y provisiones	-15	-10	50.0%
<b>EBIT</b>	<b>93</b>	<b>36</b>	-



#### 4. Infraestructuras LatAm Norte

<b>Gas México (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	596	546	9.2%
Aprovisionamientos	-352	-305	15.4%
<b>Margen bruto</b>	<b>244</b>	<b>241</b>	<b>1.2%</b>
Otros ingresos de explotación	10	12	-16.7%
Gastos de personal	-28	-26	7.7%
Tributos	-1	-1	0.0%
Otros gastos de explotación	-64	-57	12.3%
<b>EBITDA</b>	<b>161</b>	<b>169</b>	<b>-4.7%</b>
Depreciación y provisiones	-79	-56	41.1%
<b>EBIT</b>	<b>82</b>	<b>113</b>	<b>-27.4%</b>

<b>Electricidad Panamá (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
Importe neto de la cifra de negocios	771	797	-3.3%
Aprovisionamientos	-644	-634	1.6%
<b>Margen bruto</b>	<b>127</b>	<b>163</b>	<b>-22.1%</b>
Otros ingresos de explotación	3	2	50.0%
Gastos de personal	-13	-13	0.0%
Tributos	-5	-6	-16.7%
Otros gastos de explotación	-41	-42	-2.4%
<b>EBITDA</b>	<b>71</b>	<b>104</b>	<b>-31.7%</b>
Depreciación y provisiones	-39	-37	5.4%
<b>EBIT</b>	<b>32</b>	<b>67</b>	<b>-52.2%</b>



## Inversiones

<b>Inversiones de crecimiento (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
<b>Gas &amp; Electricidad</b>	<b>998</b>	<b>268</b>	-
Comercialización de gas, electricidad y servicios	59	31	90.3%
GNL Internacional	380	16	-
Generación Europa	385	88	-
Generación Internacional	174	133	30.8%
<b>Infraestructuras EMEA</b>	<b>248</b>	<b>229</b>	<b>8.3%</b>
Redes gas España	194	170	14.1%
Redes electricidad España	54	59	-8.5%
EMPL	-	-	-
<b>Infraestructuras LatAm Sur</b>	<b>278</b>	<b>247</b>	<b>12.6%</b>
Electricidad Chile	97	82	18.3%
Gas Chile	114	68	67.6%
Gas Brasil	34	58	-41.4%
Gas Argentina	15	10	50.0%
Electricidad Argentina	5	10	-50.0%
Gas Perú	13	19	-31.6%
<b>Infraestructuras LatAm Norte</b>	<b>113</b>	<b>144</b>	<b>-21.5%</b>
Gas México	60	88	-31.8%
Electricidad Panamá	53	56	-5.4%
<b>Resto</b>	<b>1</b>	<b>41</b>	<b>-97.6%</b>
<b>Total inversiones</b>	<b>1,638</b>	<b>929</b>	<b>76.3%</b>
<b>Inversiones de mantenimiento (m€)</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variación</b>
<b>Gas &amp; Electricidad</b>	<b>137</b>	<b>126</b>	<b>8.7%</b>
Comercialización de gas, electricidad y servicios	2	1	100.0%
GNL Internacional	-	-	-
Generación Europa	77	90	-14.4%
Generación Internacional	58	35	65.7%
<b>Infraestructuras EMEA</b>	<b>225</b>	<b>246</b>	<b>-8.5%</b>
Redes gas España	46	42	9.5%
Redes electricidad España	174	193	-9.8%
EMPL	5	11	-54.5%
<b>Infraestructuras LatAm Sur</b>	<b>181</b>	<b>249</b>	<b>-27.3%</b>
Electricidad Chile	110	147	-25.2%
Gas Chile	17	12	41.7%
Gas Brasil	26	62	-58.1%
Gas Argentina	26	27	-3.7%
Electricidad Argentina	2	1	100.0%
Gas Perú	-	-	-
<b>Infraestructuras LatAm Norte</b>	<b>71</b>	<b>81</b>	<b>-12.3%</b>
Gas México	21	27	-22.2%
Electricidad Panamá	50	54	-7.4%
<b>Resto</b>	<b>69</b>	<b>151</b>	<b>-54.3%</b>
<b>Total inversiones</b>	<b>683</b>	<b>853</b>	<b>-19.9%</b>



## Anexo II: Hechos relevantes

Se resumen a continuación los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) desde la presentación de resultados del tercer trimestre de 2018 hasta la fecha:

- Naturgy remite información sobre los resultados del tercer trimestre de 2018 (comunicado el 5 de noviembre de 2018, número de registro 271173).
- Naturgy remite la presentación de resultados correspondiente al período enero-septiembre de 2018 (comunicado el 5 de noviembre de 2018, número de registro 271189).
- Naturgy comunica que el gobierno argentino ha aprobado un decreto según el cual asume el pago de las diferencias entre el valor del gas comprado por las distribuidoras de gas y el valor del gas natural incluido en la tarifa vigente entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por la variación del tipo de cambio en el período (comunicado el 20 de noviembre de 2018, número de registro 271705).
- Naturgy informa sobre su programa de recompra de acciones (comunicado el 6 de diciembre de 2018, número de registro 272235).
- Naturgy informa sobre su nuevo sistema de incentivos a largo plazo (comunicado el 6 de diciembre de 2018, número de registro 272236).
- Naturgy informa sobre su programa de recompra de acciones (comunicado el 6 de diciembre de 2018, número de registro 272237).
- Naturgy informa sobre su programa de recompra de acciones (comunicado el 6 de diciembre de 2018, número de registro 272238).
- Naturgy comunica una emisión de bonos en Chile por un importe total de 176 millones de euros, aproximadamente (comunicado el 7 de diciembre de 2018, número de registro 272240).
- Naturgy comunica las operaciones efectuadas por la compañía al amparo de su programa de recompra de acciones entre el 7 y el 14 de diciembre de 2018 (comunicado el 17 de diciembre de 2018, número de registro 272733).
- Naturgy comunica las operaciones efectuadas por la compañía al amparo de su programa de recompra de acciones entre el 17 y el 21 de diciembre de 2018 (comunicado el 24 de diciembre de 2018, número de registro 273302).
- Naturgy actualiza la información sobre el arbitraje de protección de inversores iniciado por Unión Fenosa Gas contra Egipto (comunicado el 28 de diciembre de 2018, número de registro 273431).
- Naturgy comunica las operaciones efectuadas por la compañía al amparo de su programa de recompra de acciones entre el 24 y el 28 de diciembre de 2018 (comunicado el 31 de diciembre de 2018, número de registro 273449).
- Naturgy comunica las operaciones efectuadas por la compañía al amparo de su programa de recompra de acciones entre el 31 de diciembre de 2018 y el 4 de enero de 2019 (comunicado el 7 de enero de 2019, número de registro 273542).
- Naturgy comunica las operaciones efectuadas por la compañía al amparo de su programa de recompra de acciones entre el 7 y el 11 de enero de 2019 (comunicado el 14 de enero de 2019, número de registro 273725).
- Naturgy comunica información complementaria al hecho relevante 272238 del 6 de diciembre sobre su programa de recompra de acciones (comunicado el 18 de enero de 2019, número de registro 273935).

La totalidad de los hechos relevantes comunicados a la CNMV pueden ser encontrados en:

[www.cnmv.es](http://www.cnmv.es)

[www.naturgy.com](http://www.naturgy.com)



## Anexo III: Glosario de términos

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

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 31.12.2018	Conciliación valores a 31.12.2017	Relevancia de uso
Ebitda	Resultado bruto de explotación = Importe neto de la cifra de negocios – Aprovisionamientos + Otros ingresos de explotación – Gastos de personal – Otros gastos de explotación + Imputación de subvenciones de inmovilizado	4.019 millones de euros	3.903 millones de euros	Medida de la rentabilidad operativa antes de intereses, impuestos, amortizaciones y deterioros
Ebitda ordinario	Ebitda - Partidas no ordinarias <sup>5</sup>	4.413 = 4.019 millones de euros + 394	3.948= 3.903 millones de euros + 45	Ebitda corregido de impactos relativos a costes de reestructuración y otras partidas no ordinarias consideradas relevantes para un mayor entendimiento de los resultados subyacentes del Grupo
Resultado neto ordinario	Resultado atribuible del período - Partidas no ordinarias <sup>5</sup>	1.245 millones de euros = -2.822 + 4.067	793 millones de euros = 1.360 -567	Beneficio atribuido corregido de impactos relativos a deterioros, desinversiones y operaciones interrumpidas, costes de reestructuración y otras partidas no ordinarias consideradas relevantes para un mayor entendimiento de los resultados subyacentes del Grupo
Inversiones (CAPEX)	Inversión inmovilizado intangible + Inversión inmovilizado material	2.321 millones de euros = 281 + 2.040	1.782 millones de euros = 389 + 1.393	Inversión realizada en inmovilizado material e intangible
Deuda financiera bruta	“Pasivos financieros no corrientes” <sup>1</sup> + “Pasivos financieros corrientes” <sup>1</sup>	15.431 millones de euros = 13.352 + 2.079	18.459 millones de euros = 15.916 + 2.543	Deuda financiera a corto y largo plazo
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta <sup>3</sup> – “Efectivo y otros activos líquidos equivalentes” <sup>1</sup> – “Activos financieros derivados” <sup>2</sup>	13.667 millones de euros = 15.431 - 1.716 – 48	15.154 millones de euros = 18.459 - 3.225 – 80	Deuda financiera a corto y largo plazo menos el efectivo y activos líquidos equivalentes y los activos financieros derivados



Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 31.12.2018	Conciliación valores a 31.12.2017	Relevancia de uso
Coste deuda financiera neta	"Coste de la deuda financiera" <sup>2</sup> – "Intereses" <sup>2</sup>	538 millones de euros = 557 - 19	611 millones de euros = 630 - 19	Importe del gasto relativo al coste de la deuda financiera menos los ingresos por intereses
Ebitda / Coste deuda financiera neta	Ebitda <sup>3</sup> / Coste deuda financiera neta <sup>3</sup>	7,5x = 4.019 / 538	6,4x = 3.903 / 611	Relación entre el ebitda y la deuda financiera neta
Deuda financiera neta / Ebitda	Deuda financiera neta <sup>3</sup> / Ebitda <sup>3</sup>	3,4x = 13.667 / 4.019	3,9x = 15.154 / 3.903	Relación entre la deuda financiera neta y el ebitda.
Deuda financiera neta / Ebitda (NIIF 16)	Deuda financiera neta <sup>3</sup> NIIF16 / Ebitda <sup>3</sup>	3,8x = 15.337 / 4.019	4,2x = 16.387 / 3.903	Relación entre la deuda financiera neta bajo NIIF16 y el ebitda.
Free Cash Flow después de minoritarios	Free Cash Flow + Dividendos sociedad dominante + Compra acciones propias + Pago inversiones inorgánicas	3.054 millones de euros = 1.318 + 1.400 + 309 + 27	746 millones de euros = - 241 + 1.001 - 14 + 0	Tesorería neta generada por la empresa disponible para el pago a los accionistas (vía dividendos o acciones propias), el pago de inversiones inorgánicas y el pago de la deuda
Free Cash Flow	Flujos de efectivo de las actividades de explotación <sup>4</sup> + Flujos de efectivo de las actividades de inversión <sup>4</sup> + Flujos de efectivo de las actividades de financiación <sup>4</sup> – Cobros/pagos por instrumentos de pasivo financiero <sup>4</sup>	1.318 millones de euros = 2.881 – 617 – 3.759 + 2.813	-241 millones de euros = 2.768 – 1.606 + 232 - 1.635	Tesorería neta generada por la empresa disponible para atender el pago de la deuda

Notas:

- (1) Epígrafe del Balance de situación consolidado.
- (2) Magnitud detallada en la memoria consolidada.
- (3) Magnitud detallada en las MAR.
- (4) Epígrafe del Estado de flujos de efectivo consolidado.
- (5) El detalle de impactos considerados no ordinarios es el siguiente:

(m€)	EBITDA		Resultado neto	
	2018	2017	2018	2017
Transporte y suministro de gas	-50	20	-38	15
Gastos no ordinarios Chile	-44	-	-28	-
Costes de reestructuración	-180	-126	-137	-99
Deterioro de activos	-	-	-3.824	-
Operaciones interrumpidas y minoritarios <sup>1</sup>	-	-	49	494
Efecto fiscal fusiones Chile	-	-	42	116.00
Provisiones por litigios y otros	-120	61	-131	41
<b>Total elementos no ordinarios</b>	<b>-394</b>	<b>-45</b>	<b>-4.067</b>	<b>567</b>



## Anexo IV: Contacto

### Capital Markets

Av. San Luis, 77

28033 Madrid

ESPAÑA

Teléfonos:

+34 912 107 815

+34 934 025 897

[capitalmarkets@naturgy.com](mailto:capitalmarkets@naturgy.com)

Página web Naturgy

[www.naturgy.com](http://www.naturgy.com)



## Anexo V: Advertencia legal

El presente documento es propiedad de Naturgy Energy Group, S.A. (Naturgy) y ha sido preparado con carácter meramente informativo.

Este documento contiene información y declaraciones con proyecciones de futuro sobre Naturgy. Tales informaciones pueden incluir estimaciones financieras, declaraciones relativas a planes, objetivos y expectativas en relación con operaciones futuras, inversiones o estrategia.

Se advierte que la información que contiene proyecciones de futuro se haya sujeta a riesgos e incertidumbres difíciles de prever y fuera del control de Naturgy. Entre tales riesgos e incertidumbres se encuentran los identificados en las comunicaciones y documentos registrados en la Comisión Nacional de Mercado de Valores y en otras autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian valores emitidos por Naturgy y sus filiales. Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Naturgy no asume ninguna obligación, aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos, de actualizar públicamente las declaraciones e informaciones que incluyen estimaciones y/o proyecciones de futuro.

Este documento incluye ciertas Medidas Alternativas del Rendimiento ("MARs") cuya regulación se publicó por la European Securities and Markets Authority en Octubre de 2015. Para mayor información al respecto véase en su caso la información incluida en esta presentación y la disponible en la página web corporativa ([www.naturgy.com](http://www.naturgy.com)).

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo previsto en el texto refundido de la Ley de Mercado de Valores aprobada por el Real Decreto Legislativo 4/2015 del 23 de octubre y en su normativa de desarrollo. Asimismo este documento no constituye una oferta o solicitud de oferta de compra, venta o canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

La información y las previsiones contenidas en este documento no han sido verificadas por ningún tercero independiente y por tanto no se garantiza ni su exactitud ni su exhaustividad.