

Naturgy



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2018

1. Situación de la entidad

Naturgy es una compañía de energía integrada de gas y electricidad que opera en más de 30 geografías con una base de 20 millones de contratos en Europa y Latinoamérica.

El 27 de junio de 2018 se aprobó el nuevo Plan Estratégico 2018-2022 que tiene como principal objetivo orientar a la compañía hacia la creación de valor y establece las bases del nuevo modelo industrial del Grupo para responder a los retos de la transición energética.

El compromiso de Naturgy con la creación de valor se asienta sobre cuatro pilares básicos: simplicidad y *accountability*, disciplina de inversión, optimización y remuneración al accionista.

A nivel organizativo, se han implementado cambios tanto en el Gobierno Corporativo y como en la estructura organizativa que facilitan la toma de decisiones y la autonomía y responsabilidad de las unidades de negocio, siempre garantizando el control por parte de los *headquarters*.

La apuesta por la simplicidad también se refleja en el posicionamiento estratégico del Grupo que hace foco en las geografías y negocios core para Naturgy. El posicionamiento implica la simplificación del portfolio de negocios, que se reduce y racionaliza, permitiendo reequilibrar el *mix* de negocios y centrar los esfuerzos en aquellos negocios y geografías que Naturgy quiere reforzar o donde quiere crecer.

Asimismo, el Plan Estratégico supone un reforzamiento de la disciplina de inversión con el establecimiento de unos umbrales de rentabilidad y unos criterios de gestión del riesgo que garanticen la creación de valor y el crecimiento rentable tanto en inversiones orgánicas como inorgánicas, siempre en el marco del modelo industrial del Grupo y de los objetivos fijados en el posicionamiento estratégico.

Esta disciplina de inversión garantizará la optimización de la inversión, pero Naturgy también ha hecho una apuesta decidida por la optimización de los gastos operativos que supondrá un ahorro muy relevante con impacto visible en resultados.

El foco en la creación de valor y la mayor generación de caja permitirá incrementar la remuneración al accionista en el horizonte del Plan Estratégico y sentar las bases del crecimiento, siempre supeditado a la creación de valor.

2. Evolución y resultado de los negocios

2.1. Principales hitos del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018

El ebitda alcanza los 2.004 millones de euros en el primer semestre de 2018 y disminuye un 1,3% con respecto al del primer semestre de 2017. La evolución de los tipos de cambio en el período ha tenido un impacto negativo de -106 millones de euros afectando a todas las divisas en las que opera el grupo.

El beneficio neto del primer semestre de 2018 se sitúa en -3.281 millones de euros debido al registro de deterioros de activos tras la revisión exhaustiva de todos los activos que pudieran estar deteriorados como consecuencia de la aprobación en fecha 27 de junio de 2018 del nuevo Plan Estratégico 2018-2022. Si comparamos el beneficio neto en términos recurrentes este aumenta un 22,3% (532 millones de euros en el primer semestre de 2018 vs 435 millones de euros en el primer semestre de 2017).

El 22 de febrero de 2018 Repsol, S.A. alcanzó un acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., una sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta del 20,072% del capital de Naturgy Energy Group, S.A. El 18 de mayo de 2018 se completó la transacción dejando de ser Repsol, S.A. titular de las acciones de dicha sociedad.

En este primer semestre del ejercicio 2018 se han completado las transmisiones: i) del 41,9% restante del negocio de distribución de gas en Colombia por 334 millones de euros que equivale a su valor contable, neto de los dividendos percibidos, por lo que no tiene ningún impacto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada; ii) del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia, así como la cesión del contrato de suministro de gas, por 766 millones de euros, generando una plusvalía de 188 millones de euros después de impuestos registrada en el epígrafe de "Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas neto de impuestos" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y iii) de la venta de una participación minoritaria del 20% del negocio de distribución de gas en España por 1.500 millones de euros que ha generado un incremento de 1.016 millones de euros en el epígrafe de "Reservas" del Balance de situación consolidado.

El 27 de junio de 2018 Naturgy llegó a un pre-acuerdo para la venta de su 70% en Kangra Coal Proprietary Limited (negocio de minería en Sudáfrica) a Menar Holding. El cierre de la operación está sujeto a la ejecución del derecho de adquisición preferente que ostenta el socio de Naturgy en Kangra, y propietario del restante 30%, Izimbiwa Coal Inv y al cumplimiento de los plazos y procedimientos establecidos. La transacción representa un *equity value* de 28 millones de dólares por el 70% propiedad de Naturgy.

Asimismo, el 27 de junio de 2018, Naturgy alcanzó un acuerdo con AEP Energy Africa Limited para la venta del 100% de su participación accionarial en Iberafrica Power Limited, en Kenia. La transacción representa un valor total (*enterprise value*) de 62 millones de dólares. La finalización de la transacción está sujeta a las aprobaciones regulatorias necesarias y la autorización de competencia, y se espera su ejecución dentro del cuarto trimestre del año en curso.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 27 de junio de 2018 aprobó una distribución de resultados que supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2017, el mismo importe que el año anterior, lo que representa un *pay out* del 73,6%. Ello supone el pago de un dividendo total de 1 euro por acción, del que ya se abonó un dividendo a cuenta de 0,33 euros por acción en efectivo el 27 de septiembre de 2017 y un dividendo complementario de 0,67 euros por acción que ha sido abonado el 5 de julio de 2018 también en efectivo.

Asimismo, la Junta General Accionistas celebrada el 27 de junio de 2018 aprobó el nuevo Plan Estratégico 2018-2022 que ha establecido un nuevo modelo industrial y de unidades de negocio, así como la continuidad de las actividades y mercados en el futuro y una actualización de las principales hipótesis clave y las proyecciones de los negocios.

En el contexto del nuevo Plan Estratégico 2018-2022, y como parte de la nueva política de remuneración al accionista que conllevará un dividendo mínimo por acción de 1,30 euros por acción a cargo a los resultados del ejercicio 2018, el Consejo de Administración aprueba el primer

dividendo a cuenta del ejercicio 2018 de 0,280 euros por acción a pagar íntegramente en efectivo el 31 de Julio de 2018.

Con posterioridad a la aprobación del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 se han registrado deterioros o saneamientos de activos por importe de 4.851 millones de euros, originados por la reevaluación de las estimaciones de flujos de efectivo futuros basados en el mencionado Plan, así como por otros factores acaecidos durante el período, que ha sido registrados en los epígrafes “Amortización y pérdidas por deterioro” por importe de 4.279 millones de euros y “Resultado de entidades valoradas por el método de la participación” por importe de 572 millones de euros de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

A 30 de junio de 2018 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 44,8% y el ratio Deuda financiera neta/Ebitda en 3,2 veces ambos inferiores a los ratios de 2017.

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	12.176	11.569	5,2
Ebitda	2.004	2.030	(1,3)
Beneficio de explotación	(3.224)	1.172	-
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	(3.281)	550	-
Inversiones, netas	(1.429)	740	-
Patrimonio neto (a 30/06)	15.220	18.246	(16,6)
Patrimonio neto atribuido (a 30/06)	11.442	14.609	(21,7)
Deuda financiera neta (a 30/06)	12.362	15.818	(21,8)

Principales ratios financieros

	2018	2017
Endeudamiento	44,8%	46,4%
Ebitda / Coste deuda financiera neta	7,3x	6,5x
Deuda financiera neta / Ebitda	3,2x	3,7x

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2018	2017
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.462	1.000.519
Nº de acciones emitidas al cierre del período (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 30/06 (euros)	22,68	20,49
Capitalización bursátil a 30/06 (millones de euros)	22.696	20.504
Beneficio por acción (euros)	(3,28)	0,55

Principales magnitudes físicas

	2018	2017	%
Generación Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	22.192	22.092	0,5
España:	13.279	13.161	0,9
Hidráulica	2.335	737	216,8
Nuclear	2.060	2.185	(5,7)
Carbón	1.203	2.832	(57,5)
Ciclos combinados	6.251	6.141	1,8
Renovable y Cogeneración	1.430	1.266	13,0
Internacional:	8.913	8.931	(0,2)
Hidráulica	194	234	(17,1)
Ciclos combinados	7.847	7.925	(1,0)
Fuel – gas	510	466	9,4
Eólica	362	306	18,3
Solar	67	-	-
Capacidad de generación eléctrica (MW):	15.562	15.306	2,0
España:	12.718	12.716	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Renovable y Cogeneración	1.149	1.147	0,2
Internacional:	2.844	2.590	9,8
Hidráulica	123	123	-
Ciclos combinados	2.289	2.035	12,5
Fuel – gas	198	198	-
Eólica	234	234	-
Solar	68	-	-

	2018	2017	%
Comercialización			
Comercialización gas (GWh)	126.587	123.024	2,9
Mayorista Europa	109.052	107.232	1,7
Minorista España	17.535	15.792	11,0
Comercialización electricidad (GWh)	18.328	17.524	4,6
GNL Internacional			
Ventas (GWh)	76.793	55.603	38,1
<hr/>			
	2018	2017	%
Distribución gas:			
Ventas - ATR ¹ :	224.119	217.771	2,9
España	102.730	98.913	3,9
Latinoamérica	121.389	118.858	2,1
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	10.586	10.345	2,3
España	5.391	5.336	1,0
Latinoamérica	5.195	5.009	3,7
<hr/>			
Distribución electricidad:			
Ventas - ATR ¹ :	27.513	26.928	2,2
España	16.294	15.977	2,0
Latinoamérica	11.219	10.951	2,4
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	7.510	7.388	1,7
España	3.730	3.712	0,5
Latinoamérica	3.780	3.676	2,8
TIEPI ² (minutos)	25	67	(62,7)
<hr/>			
Transporte de gas – EMPL (GWh) ³	71.066	49.433	43,8

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

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España.

³ Gasoducto Magreb-Europa.

2.3. Análisis de los resultados consolidados

Importe neto de la cifra de negocio

	2018	% s/total	2017	% s/total	2018/2017	%
Gas y Electricidad	9.908	81,4	9.002	77,8	10,1	
Comercialización gas, electricidad y servicios	6.768	55,6	6.500	56,2	4,1	
GNL Internacional	1.795	14,7	1.124	9,7	59,7	
Generación Europa	912	7,5	940	8,1	(3,0)	
Generación Internacional	433	3,6	438	3,8	(1,1)	
Infraestructuras EMEA	1.196	9,8	1.217	10,5	(1,7)	
Distribución gas España	612	5,0	638	5,5	(4,1)	
Distribución electricidad España	427	3,5	420	3,6	1,7	
EMPL	157	1,3	159	1,4	(1,3)	
Infraestructuras LatAm Sur	2.493	20,5	2.876	24,9	(13,3)	
Distribución gas y electricidad Argentina	321	2,6	286	2,5	12,2	
Distribución gas Brasil	735	6,0	803	6,9	(8,5)	
Distribución gas y electricidad Chile	1.435	11,8	1.787	15,4	(19,7)	
Distribución gas Perú	2	-	-	-	-	
Infraestructuras LatAm Norte	654	5,4	688	5,9	(4,9)	
Distribución gas México	277	2,3	281	2,4	(1,4)	
Distribución electricidad Panamá	377	3,1	407	3,5	(7,4)	
Resto	129	1,1	129	1,1	-	
Ajustes consolidación	(2.204)	(18,1)	(2.343)	(20,3)	(5,9)	
Total	12.176	100	11.569	100	5,2	

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2018 asciende a 12.176 millones de euros y registra un aumento del 5,2% respecto al año anterior, debido, básicamente, al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del mismo período del año anterior así como a la evolución de los tipo de cambio.

Ebitda

	2018	% s/total	2017	% s/total	2018/2017	%
Gas y Electricidad	595	29,7	549	27,0	8,4	
Comercialización gas, electricidad y servicios	55	2,7	41	2,0	34,1	
GNL Internacional	233	11,6	163	8,0	42,9	
Generación Europa	166	8,3	207	10,2	(19,8)	
Generación Internacional	141	7,0	138	6,8	2,2	
Infraestructuras EMEA	891	44,5	878	43,3	1,5	
Distribución gas España	432	21,6	432	21,3	-	
Distribución electricidad España	316	15,8	298	14,7	6,0	
EMPL	143	7,1	148	7,3	(3,4)	
Infraestructuras LatAm Sur	362	18,1	407	20,0	(11,1)	
Distribución gas y electricidad Argentina	43	2,1	28	1,4	53,6	
Distribución gas Brasil	110	5,5	126	6,2	(12,7)	
Distribución gas y electricidad Chile	211	10,5	256	12,6	(17,6)	
Distribución gas Perú	(2)	(0,1)	(3)	(0,1)	(33,3)	
Infraestructuras LatAm Norte	123	6,1	139	6,8	(11,5)	
Distribución gas México	78	3,9	87	4,3	(10,3)	
Distribución electricidad Panamá	45	2,2	52	2,6	(13,5)	
Resto	33	1,6	57	2,8	(42,1)	
Total	2.004	100	2.030	100	(1,3)	

El EBITDA consolidado del primer semestre de 2018 alcanza los 2.004 millones de euros, con una disminución del 1,3% respecto al mismo período del año anterior.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el EBITDA del primer semestre de 2018 de 106 millones de euros respecto al mismo período del año 2017, con impacto en todas las monedas del grupo.

El ebitda de las actividades internacionales de Naturgy representa un 49,5% del total consolidado en línea con el mismo período del año anterior (49,3%). Por otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España también mantiene su peso relativo en el total consolidado en el 50,5% vs un 50,7% en el mismo período del año anterior.

Resultado de explotación

	2018	% s/total	2017	% s/total	2018/2017	%
Gas y Electricidad	(3.731)	115,7	200	17,1	-	-
Comercialización gas, electricidad y servicios	(6)	0,2	-	-	-	-
GNL Internacional	197	(6,1)	139	11,9	41,7	-
Generación Europa	(3.981)	123,5	(17)	(1,5)	-	-
Generación Internacional	59	(1,8)	78	6,7	(24,4)	-
Infraestructuras EMEA	598	(18,5)	595	50,8	0,5	-
Distribución gas España	284	(8,8)	280	23,9	1,4	-
Distribución electricidad España	197	(6,1)	185	15,8	6,5	-
EMPL	117	(3,6)	130	11,1	(10,0)	-
Infraestructuras LatAm Sur	184	(5,7)	281	24,0	(34,5)	-
Distribución gas y electricidad Argentina	34	(1,1)	23	2,0	47,8	-
Distribución gas Brasil	78	(2,4)	91	7,8	(14,3)	-
Distribución gas y electricidad Chile	120	(3,7)	170	14,5	(29,4)	-
Distribución gas Perú	(48)	1,5	(3)	(0,3)	-	-
Infraestructuras LatAm Norte	76	(2,4)	98	8,4	(22,4)	-
Distribución gas México	50,0	(1,6)	64,0	5,5	(21,9)	-
Distribución electricidad Panamá	26	(0,8)	34	2,9	(23,5)	-
Resto	(351)	10,9	(2)	(0,2)	-	-
Total	(3.224)	100	1.172	100	-	-

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de junio de 2018 ascienden a 5.165 millones de euros debido a que recogen 4.279 millones de euros correspondientes al deterioro de activos de generación (3.929 millones de euros), de aplicaciones informáticas (171 millones de euros) y de otro proyectos no viables (179 millones de euros) consecuencia de la actualización de flujos de efectivo futuros por la aprobación del Plan Estratégico 2018-2022. Adicionalmente, incluye 54 millones de euros correspondientes a deterioros anteriores a la aprobación del plan.

Las provisiones por morosidad se sitúan en 63 millones de euros en línea con los 58 millones de euros en el año anterior.

El resultado de explotación del primer semestre de 2018 es negativo en -3.224 millones de euros consecuencia de los deterioros realizados.

Resultado financiero

El resultado financiero de los primeros seis meses de 2018 es de 306 millones de euros negativos (349 millones de euros negativos en 2017) un 12,3% inferior al del mismo período del ejercicio anterior.

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

	2018	2017	%
Coste deuda financiera neta	(274)	(315)	(13,0)
Otros gastos/ingresos financieros	(41)	(41)	-
Ingreso financiero Costa Rica ¹	9	7	28,6
Resultado financiero	(306)	(349)	(12,3)

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

El coste de la deuda financiera neta del primer semestre del ejercicio 2018 asciende a 274 millones de euros, inferior al mismo período del año anterior debido a la reducción de tipos en nuevas emisiones, que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento o se utilizan para la recompra de bonos, así como la cancelación de préstamos bancarios.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,0%, con el 89% de la deuda neta a tipo fijo.

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

En el primer semestre de 2018 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a -559 millones de euros (7 millones de euros en el mismo período de 2017) debido al registro de un deterioro sobre el valor de la participación en el subgrupo Unión Fenosa Gas de -538 millones de euros y en la participación en Ecoeléctrica por importe de -34 millones de euros.

Impuesto sobre beneficios

La tasa efectiva al 30 de junio de 2018 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual sin tener en cuenta los impactos no recurrentes de los deterioros y de la disminución del impuesto diferido por las fusiones en Chile, ha ascendido a 21,7% frente al 21,5% del mismo período del año anterior.

Resultado operaciones interrumpidas

En el primer semestre de 2018 el resultado por operaciones interrumpidas asciende a -15 millones de euros (64 millones de euros en el primer semestre de 2017) y corresponde a los negocios de Italia (194 millones de euros, que incluye el resultado por la venta de las participaciones por 188 millones de euros), de distribución gas en Colombia (7 millones de euros), de distribución eléctrica en Moldavia (-61 millones de euros que incluye una desvalorización de la inversión por importe de 73 millones de euros), de generación eléctrica en Kenia (-5 millones de euros que incluye una desvalorización de la inversión por importe de 7 millones de euros) y de minería en Sudáfrica (-150 millones de euros que incluye una desvalorización de la inversión de 141 millones de euros).

Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 30 de junio de 2018 asciende a -103 millones de euros (-161 millones de euros en el primer semestre de 2017).

Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a -3.281 millones de euros (550 millones de euros en el primer semestre de 2017). Sin considerar los impactos no recurrentes del período el resultado neto ascendería a 532 millones de euros vs 435 millones de euros en el mismo período del año anterior, lo que supone un aumento del 22,3%.

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2018	2017	%
Inversiones materiales e intangibles (Nota 7)	1.145	737	55,4
Inversiones financieras	35	27	29,6
Total inversiones, brutas	1.180	764	54,5
Desinversiones y otros	(2.609)	(24)	-
Total inversiones, netas	(1.429)	740	-

Las inversiones materiales e intangibles del primer semestre de 2018 alcanzan los 1.145 millones de euros, con un incremento del 55,4% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por la incorporación de dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero por 380 millones de euros (uno en marzo 2018 y otro en junio 2018).

Sin considerar la inversión en los buques metaneros la inversión aumentaría un 3,8%.

En desinversiones y otros se incluye la venta de los negocios en Italia por 766 millones de euros, el importe recibido de la venta de una participación minoritaria del 20% de la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A. (1.500 millones de euros) y el importe de la venta del 41,9% restante del negocio de distribución gas en Colombia por 334 millones de euros.

El detalle por actividades de las inversiones materiales e inmateriales es el siguiente:

	2018	2017	% 2018/2017
Gas y Electricidad	623	169	268,6
Comercialización gas, electricidad y servicios	35	25	40,0
GNL Internacional	380	-	-
Generación Europa	109	54	101,9
Generación Internacional	99	90	10,0
Infraestructuras EMEA	185	190	(2,6)
Distribución gas España	94	82	14,6
Distribución electricidad España	90	106	(15,1)
EMPL	1	2	(50,0)
Infraestructuras LatAm Sur	238	230	3,5
Distribución gas y electricidad Argentina	27	21	28,6
Distribución gas Brasil	35	49	(28,6)
Distribución gas y electricidad Chile	170	156	9,0
Distribución gas Perú	6	4	50,0
Infraestructuras LatAm Norte	80	93	(14,0)
Distribución gas México	35	41	(14,6)
Distribución electricidad Panamá	45	52	(13,5)
Resto	19	55	(65,5)
Total	1.145	737	55,4

La actividad de gas representa el 54,4% del total consolidado debido a que incorpora, 380 millones de euros correspondientes a dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero.

Infraestructuras EMEA representa el 16,2% del total consolidado y disminuye un 2,6% respecto al mismo período del año anterior.

Infraestructuras LatAm Sur representa el 20,8% del total consolidado y aumenta un 3,5% respecto al mismo período del año anterior, básicamente debido al incremento de inversión en Chile.

Infraestructuras LatAm Norte representa un 7,0% del total consolidado y disminuye un 14,0% respecto al mismo período del año anterior.

En el ámbito geográfico, y sin considerar la entrada de los dos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero en 2018, las inversiones en España aumentan un 18,5% con una contribución al 45,2% frente a un 38,4% en el año anterior. Por su lado, las inversiones en el exterior disminuyen en un 5,6% y representan un 54,8% del total, frente a un 61,6% en el año anterior.

Las inversiones materiales e intangibles en mantenimiento realizadas en el primer semestre de 2018 ascienden a 309 millones de euros vs 345 millones de euros en el mismo período del año anterior lo que supone una disminución del 10,4%. En cuanto a las inversiones en crecimiento ascienden a 836 millones de euros (456 millones de euros sin considerar los dos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero) vs 392 millones de euros, lo que supone un incremento del 16,3% sin considerar los mencionados buques.

Adicionalmente en el primer semestre de 2018 se han realizado compras inorgánicas correspondientes a dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil. El desarrollo de estos proyectos, situados en el estado de Minas Gerais, supondrá una inversión de aproximadamente 95 millones de euros y una capacidad de 83 MW y se espera que entren en operación en el cuarto trimestre de 2018.

Patrimonio neto y remuneración al accionista

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2017 aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 27 de junio de 2018 supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos el mismo importe del año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de 1 euro por acción y representa un *pay out* del 73,6% con una rentabilidad por dividendos del 5,2% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2017 de 19,25 euros por acción.

El 27 de septiembre de 2017 se pagó íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,33 euros por acción y el 5 de julio de 2018 el dividendo complementario de 0,67 euros por acción.

En el contexto del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 y como parte de la nueva política de remuneración al accionista que conllevará un dividendo mínimo por acción de 1,30 euros contra los resultados del ejercicio 2018, el Consejo de Administración aprueba el primer dividendo a cuenta del ejercicio 2018 de 0,28 euros por acción a pagar íntegramente en efectivo el 31 de julio de 2018.

A 30 de junio de 2018 el patrimonio neto de Naturgy alcanza los 15.220 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Naturgy la cifra de 11.442 millones de euros.

Deuda y gestión financiera

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	30.06.18	30.06.17	%
Deuda financiera neta	12.362	15.818	(21,8)

A 30 de junio de 2018 la deuda financiera neta alcanza los 12.362 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 44,8% (15.818 millones de euros y 46,4% a 30 de junio de 2017).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de junio de 2018 en 3,2x y en 7,3x, respectivamente, mejorando los fundamentales del año anterior (3,7x y 6,4x).

La deuda financiera neta considerando el impacto estimado por aplicación de la NIIF 16 ascendería a 14.000 millones de euros y situaría el ratio de endeudamiento en el 47,9%. Por su parte, el ratio Deuda neta/EBITDA ascendería a 3,6.

El detalle del cálculo de la deuda financiera neta es el siguiente:

	30.06.18	30.06.17
Deuda financiera no corriente	13.711	14.485
Deuda financiera corriente	2.217	2.857
Efectivo y otros medios equivalentes	(3.492)	(1.455)
Derivados	(74)	(69)
Deuda financiera neta	12.362	15.818

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2018	2019	2020	2021	Post 2022
Vencimientos de la deuda neta	240	438	731	1.696	9.257

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Naturgy a 30 de junio de 2018.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 94,5% tiene vencimiento igual o posterior al año 2020. La vida media de la deuda neta se sitúa en 6,3 años.

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

La estructura de la deuda considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas es mayoritariamente a tipo de interés fijo (89%).

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2018 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	30.06.2018	%
EUR	9.768	79,0
CLP	1.760	14,2
US\$	262	2,1
MXN	311	2,5
BRL	234	1,9
Otras	27	0,3
Total deuda financiera neta	12.362	100,0

Principales operaciones financieras

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

Por otro lado, en marzo de 2018 Gas Natural México ha emitido 153 millones de euros en bonos a 3 años con cupón variable de TIIE más 0.40% y 7 años con cupón del 8,89%.

Durante el primer semestre de 2018, se realizaron emisiones bajo el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por un importe total de 3.044 millones de euros (2.133 millones de euros en el mismo periodo del ejercicio 2017). El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a 500 millones de euros, no habiendo emisiones vivas a 31 de diciembre de 2017.

El 1 de julio de 2018 se ha renovado una línea de crédito sostenible con ING por importe de 330 millones de euros.

Calificación crediticia

La calificación crediticia de la deuda de Naturgy a corto y largo plazo es la siguiente:

Agencia	Corto plazo	Largo plazo
Fitch	F2	BBB+
Moody's	P-2	Baa2
S&P	A-2	BBB

Con fecha 18 de julio de 2018 S&P ratifica la calificación crediticia a largo plazo (BBB) y *outlook* estable tras la presentación del nuevo Plan Estratégico.

Liquidez y recursos de capital

A 30 de junio de 2018 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 10.686 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuente de liquidez	Límite	Dispuesto	Disponibilidad
Líneas de crédito comprometidas	6.973	213	6.760
Líneas de crédito no comprometidas	548	114	434
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	3.492
Total	7.521	327	10.686

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2018 se sitúan en 6.815 millones de euros e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de 4.960 millones de euros, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por 500 millones de euros y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales en Panamá y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen 1.355 millones de euros.

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Gas y Electricidad

2.5.1 Comercialización gas, electricidad y servicios

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas mayorista en el mercado liberalizado español, la actividad de comercialización de gas y electricidad y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en el mercado liberalizado en España y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC) en España.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.768	6.500	4,1
Aprovisionamientos	(6.457)	(6.190)	4,3
Gastos de personal, neto	(64)	(54)	18,5
Otros gastos/ingresos	(192)	(215)	(10,7)
Ebitda	55	41	34,1
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(31)	(13)	138,5
Deterioro pérdidas crediticias	(30)	(28)	7,1
Resultado de explotación	(6)	-	-

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 6.768 millones de euros y aumenta un 4,1% respecto al ejercicio anterior. El ebitda registra unos resultados de 55 millones de euros un 34,1% superior al del mismo período del año anterior por la mejora en el margen de la actividad minorista.

El incremento de la amortización del período es debido principalmente a la aplicación de la NIIF 15 que ha supuesto una mayor amortización de 17 millones de euros.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de comercialización han sido las siguientes:

	2018	2017	%
Ventas de gas (GWh)	126.587	123.024	2,9
Mayorista Europa	109.052	107.232	1,7
Minorista España	17.535	15.792	11,0
Ventas de electricidad (Gwh)	18.328	17.524	4,6
Contratos minoristas (España) (miles, a 30/06)	11.655	11.740	(0,7)
Contratos de energía	8.796	8.856	(0,7)
Contratos de servicios energéticos	2.859	2.884	(0,9)
Contratos por cliente (España)	1,52	1,52	-
Cuota de mercado contratos gas (España)	53,8	55	(2,2)

Aprovisionamiento

El pasado mes de junio, Sonatrach y Naturgy fortalecieron su relación al extender los contratos de compra de gas argelino hasta el final de la próxima década, con la alianza entre ambas compañías se asegura el suministro estable de gas a España.

La renovación de los contratos permite a Naturgy mantener un volumen muy relevante y asegura un reparto óptimo de gas natural (GN) y gas natural licuado (GNL) en su mix de aprovisionamientos.

El 21 de junio de 2018 se descargó el primer cargamento de GNL del contrato de largo plazo firmado con la empresa rusa Yamal LNG. Se trata del primer cargamento de un total de 37 buques anuales que llegarán al Suroeste de Europa hasta el año 2041. Con este contrato se amplía la cartera de proveedores estratégicos con los que cuenta Naturgy y se refuerza la diversidad de suministro en esta región de Europa con el primer contrato de suministro de GNL a largo plazo proveniente de Rusia.

Comercialización mayorista

La comercialización mayorista en España alcanza los 75.728 GWh y aumenta un 1,2%, respecto al mismo período del año anterior.

En Europa, Naturgy mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural, con presencia en Francia, Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos, Alemania, Irlanda y Portugal. Los clientes en cartera son principalmente empresas del sector industrial, servicios y sector público.

Las ventas realizadas en Francia en el primer semestre del año alcanzan los 20,1 TWh. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos, Alemania e Irlanda han sido de 9,9 TWh en el mismo período.

En Portugal, Naturgy continúa como segundo operador del país con una cuota aproximada del 14%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país, con un volumen de ventas en el primer semestre de 2018 de 3,2 TWh.

Comercialización minorista

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

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

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 745 mil nuevos contratos en el primer semestre 2018.

La oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, mediante una plataforma propia de operaciones con 121 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

Naturgy continúa apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario. En el primer semestre de 2018 dispone de un total de 49 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 30 estaciones son de acceso público, mientras que 19 son de acceso privado. Adicionalmente, gestiona 4 proyectos especiales desarrollados para fomentar el uso del gas natural vehicular.

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del primer semestre de 2018 han alcanzado la cifra de 18.328 GWh, incluyendo la comercialización en

mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con un aumento del 4,6%. Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de maximización de márgenes, optimización de cuota y el grado de cobertura que Naturgy desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

2.5.2 GNL Internacional

Incluye la comercialización de gas natural licuado en los mercados internacionales y el transporte marítimo.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.795	1.124	59,7
Aprovisionamientos	(1.555)	(952)	63,3
Gastos de personal, neto	(2)	(3)	(33,3)
Otros gastos/ingresos	(5)	(6)	(16,7)
Ebitda	233	163	42,9
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(36)	(24)	50,0
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
Resultado de explotación	197	139	41,7

El ebitda del negocio de GNL alcanza los 233 millones de euros en el primer semestre de 2018 un 42,9% respecto al mismo período del año anterior.

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas de gas (GWh)	76.793	55.603	38,1
Capacidad flota transporte marítimo (m ³)	1.463.149	1.095.532	33,6

El volumen comercializado de GNL en el mercado internacional aumentó un 38,1% en el primer semestre, alcanzando los 76.793 GWh. Este incremento se debe a la disponibilidad de mayores volúmenes de los contratos de aprovisionamiento que Naturgy tiene firmados a largo plazo, así como por la realización de un mayor número de operaciones de optimización y trading de GNL.

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

El incremento de la capacidad de flota de transporte marítimo es debido a la incorporación de dos nuevos buques fletados a largo plazo para dar servicio a los nuevos volúmenes de aprovisionamiento.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados del gas ha sido la siguiente:

	2018	2017	%
Brent (USD/bbl)	70,6	51,8	36,3
Henry Hub (USD/MMBtu)	2,8	3,2	(12,5)
NBP (USD/MMBtu)	7,7	5,4	42,6
TTF (€/MWh)	19,5	17,4	12,7

2.5.3 Generación Europa

Incluye las actividades de generación de electricidad en España tanto convencional como renovable.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	912	940	(3,0)
Aprovisionamientos	(465)	(458)	1,5
Gastos de personal, neto	(56)	(60)	(6,7)
Otros gastos/ingresos	(225)	(215)	4,7
Ebitda	166	207	(19,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(4.147)	(224)	-
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
Resultado de explotación	(3.981)	(17)	-

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de generación en España alcanza los 912 millones de euros, con una disminución del 3,0% respecto al año anterior y el EBITDA se eleva a 166 millones de euros un 19,8% inferior al del mismo período del año anterior.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 4.147 millones de euros debido a que recogen 3.929 millones de euros de euros de deterioros de activos consecuencia de la actualización de flujos de efectivo futuros por la aprobación del Plan Estratégico 2018-2022.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el primer semestre del año 126,4 TWh y supera en 1,2% a la acumulada en el primer semestre de 2017. Sin tener en cuenta el efecto temperatura y laboralidad, el crecimiento de 2018 se modera hasta el 1,1%.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 27 de junio con 36.927 MW, inferior a los 39.017 MW de máxima potencia correspondiente al mismo trimestre del año anterior (22 de junio de 2017), y muy lejos del máximo histórico de verano de julio de 2010, 40.934 MW.

El saldo físico de intercambios internacionales en valores acumulados alcanza los 6.033 GWh frente a los 5.081 GWh del mismo periodo del año anterior, un 18,7% superior.

El consumo de bombeo en lo que va de año alcanzó los 2.243 GWh, un 7,5% más que en 2017, consecuencia de los menores precios del mercado respecto al pasado año.

La generación neta nacional en el primer semestre de 2018 aumenta en su conjunto el 0,6%. Comparada con el mismo período del año anterior, la generación renovable aumenta el 23,3% y cubre el 44,6% de la demanda, frente al 36,6% del pasado año.

La generación eólica en el primer semestre del año alcanza los 27.779 GWh, un 10,4% más que en 2017, con una cobertura del 22,0%, dos puntos más que en el mismo periodo de 2017.

La energía hidroeléctrica producible registrada en el segundo trimestre del año califica éste como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 20%. Es decir, estadísticamente 20 de cada 100 años presentarían características más secas que el año actual. El comportamiento del trimestre ha mantenido una tendencia similar a medida que iba transcurriendo.

La generación no renovable ha presentado una disminución del -13,0%. El hueco térmico ha disminuido un -22,6% en el acumulado del primer semestre del año, con una cobertura inferior en seis puntos a la del mismo periodo de 2017 (19,6% vs 25,6%).

La generación nuclear disminuye en un -10,7%, la generación con carbón ha disminuido un -31,0%, la generación con ciclos combinados disminuyen un -8,5% y el resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, aumenta un 1,6% al cierre del primer semestre respecto al pasado año.

El precio medio ponderado del mercado diario se sitúa en 50,92 €/MWh, un 1,97% inferior al precio acumulado al 30 de junio de 2017.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.2.) ha sido la siguiente:

	2018	2017	%
Precio medio aritmético del mercado diario (€/MWh)	50,1	51,3	(2,3)
Carbón API 2 CIF (USD/t)	88,0	78,9	11,5
CO ₂ EUA (€/ton)	12,1	5,0	142,0

Principales magnitudes

Las principales magnitudes de la actividad de generación de Naturgy en España son las siguientes:

	2018	2017	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.719	12.716	-
Generación:	11.569	11.569	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Generación renovable y cogeneración:	1.150	1.147	0,3
Eólica	982	979	0,3
Minihidráulica	110	110	-
Cogeneración y otros	58	58	-
Energía eléctrica producida (GWh):	13.280	13.161	0,9
Generación:	11.849	11.895	(0,4)
Hidráulica	2.335	737	216,8
Nuclear	2.060	2.185	(5,7)
Carbón	1.203	2.832	(57,5)
Ciclos combinados	6.251	6.141	1,8
Generación renovable y cogeneración:	1.431	1.266	13,0
Eólica	1.079	987	9,3
Minihidráulica	316	240	31,7
Cogeneración y otros	36	39	(7,7)
Cuota de mercado de generación	16,8	16,5	0,3 p.p.

La producción total de Naturgy en el primer semestre de 2018 alcanza los 13.280 GWh e incrementa un 0,9% respecto al mismo período del año anterior.

La producción hidráulica convencional, con 2.335 GWh aumenta en un 216,8%. Si el primer trimestre de 2018 mostraba una característica hidrológica de año medio, esta característica se ha mantenido a lo largo de este segundo trimestre, finalizando junio con un PSS acumulado del 39%, es decir, estadísticamente hablando, sólo 39 años de cada 100 años serían más húmedos que este.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Naturgy se sitúa en el 54% de llenado, veinte puntos por encima del nivel de reservas de la misma fecha de 2017 y treinta y siete puntos por encima del valor de comienzos de año.

La producción nuclear ha presentado una disminución del -5,7% mientras que la producción con carbón ha sido un 57,5% inferior, con una utilización del 14% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados ha alcanzado la cifra de 6.251 GWh, un 1,8% superior a la del mismo período de 2017. La utilización de esta tecnología en lo que va de año ha sido del 21%, más del doble que la del conjunto del sector.

En el primer semestre de 2018 las emisiones de CO2 consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Naturgy, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 3,6 millones de toneladas de CO2 (-1,4 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Esta disminución aplica principalmente a las centrales de carbón y se debe a un menor funcionamiento de las mismas debido a una mayor hidraulicidad y generación con fuentes renovables en el primer semestre del año 2018 respecto al año anterior.

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

Finalmente respecto de la generación tradicional la cuota de mercado acumulada a 30 de junio de 2018 de Naturgy es del 16,8%, superior en 0,3 puntos a la de la misma fecha de 2017.

Por lo que respecta a la generación renovable y la cogeneración, destacar que, en este segundo trimestre de 2018, Naturgy Renovables ha puesto en operación su primer parque eólico en Canarias, concretamente el parque eólico Haria de 2,35 MW en Gran Canaria, que pertenece a los proyectos que el grupo inscribió en 2015 en el Cupo Eólico de 450 MW abierto por el Gobierno para las Islas Canarias.

2.5.4 Generación Internacional (GPG)

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

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	433	438	(1,1)
Aprovisionamientos	(243)	(247)	(1,6)
Gastos de personal, neto	(19)	(18)	5,6
Otros gastos/ingresos	(30)	(35)	(14,3)
Ebitda	141	138	2,2
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(82)	(60)	36,7
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
Resultado de explotación	59	78	(24,4)

El EBITDA de GPG correspondiente al primer semestre del ejercicio 2018 alcanza los 141 millones de euros, con un aumento del 2,2% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, a una mayor contribución del EBITDA del negocio de O&M Energy, de Costa Rica y de Brasil que no estaba operativo en el primer semestre de 2017 y a pesar de la evolución negativa de los tipos de cambio que ha supuesto un efecto negativo de -17 millones de euros básicamente por el USD.

En México, el ebitda presenta una variación negativa del -5,4% como consecuencia del efecto tipo de cambio compensado con el mejor del margen de contribución derivado, fundamentalmente, de un mayor margen excedente.

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

En cuanto al resto de países, el ebitda de República Dominicana presenta una variación positiva del 8,3% debido a una mayor producción y un mayor margen de precios spot, debido a mayor demanda, menor hidráulica y salida de competidores del sistema.

Brasil, que entró en operación en septiembre 2017, aporta un ebitda de 4,4 millones de euros al cierre del primer semestre de 2018.

El ebitda de Costa Rica presenta una variación positiva de más del 100% como consecuencia de la recuperación de ingresos por despacho de agua no realizado en periodos previos y por la penalización ejecutada por el ICE en el segundo trimestre de 2017 debido al retraso en la entrada en operación comercial de Torito.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2018	2017	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.912	2.590	12,4
México (CC)	2.289	2.035	12,5
México (eólico)	234	234	-
Brasil (solar)	68	-	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Energía eléctrica producida (GWh):	8.980	8.931	0,5
México (CC)	7.847	7.925	(1,0)
México (eólico)	362	306	18,3
Brasil (solar)	67	-	-
Costa Rica (hidráulica)	154	196	(21,4)
Panamá (hidráulica)	40	38	5,3
República Dominicana (fuel)	510	466	9,4
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	90,8	95,6	-4,8 p.p.
Costa Rica (hidráulica)	99,3	96,8	2,5 p.p.
Panamá (hidráulica)	81,8	90,1	-8,3 p.p.
República Dominicana (fuel)	93,9	92,1	1,8 p.p.

La producción de los ciclos combinados de México es inferior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del mayor número de días de parada de mantenimiento en Tuxpan. Este efecto se ha compensado parcialmente por una mayor venta excedente, principalmente en Norte Durango. El aumento de potencia respecto al año anterior es consecuencia de la potencia excedente de los ciclos reconocida y la operación de *High Fogging* realizada en Norte Durango y Tuxpan. Los mantenimientos realizados en los diferentes años inciden en un valor de disponibilidad inferior al obtenido en el año anterior.

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

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto perjudicada por una menor disponibilidad de recurso hídrico. Tal y como se menciona en el apartado 2.3 las concesiones de Costa Rica se contabilizan como arrendamiento financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

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

La mayor generación en República Dominicana respecto al mismo período del año anterior es como consecuencia de una mayor demanda, menor hidráulica así como por salida del sistema de Centrales más eficientes.

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

Infraestructuras EMEA

2.5.5 Distribución gas España

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

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	612	638	(4,1)
Aprovisionamientos	(41)	(50)	(18,0)
Gastos de personal, neto	(43)	(44)	(2,3)
Otros gastos/ingresos	(96)	(111)	(13,5)
Ebitda	432	433	(0,2)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(146)	(148)	(1,4)
Deterioro pérdidas crediticias	(2)	(4)	(50,0)
Resultado de explotación	284	281	1,1

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 612 millones de euros, inferior en 26 millones de euros respecto al ejercicio anterior, disminución asociada al menor ingreso de alquiler de contadores por la aplicación de una reducción en el precio del alquiler de acuerdo a la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre de 2017 a partir de enero de 2018.

Como consecuencia de todo ello, junto con los impactos positivos en gastos operativos por la implantación de medidas de eficiencia, el ebitda disminuye en un 0,2%.

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas – ATR (GWh)	102.730	98.913	3,9
Ventas de GLP (tn)	54.166	85.223	(36,4)
Red de distribución (Km)	55.871	53.042	5,3
Incremento de puntos de suministro, en miles	20	23	(13,0)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.391	5.336	1,0

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 3,9% (+3.817 GWh).

El crecimiento de la demanda se centra en el mercado residencial. El crecimiento se ha situado muy por encima del mismo período del ejercicio anterior, un +15% (+3.839 GWh), gracias a la climatología favorable del mes de marzo, que ha sido el mes más frío de los últimos 15 años.

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

2.5.6 Distribución electricidad España

El negocio en España incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de Naturgy.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	427	420	1,7
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(39)	(53)	(26,4)
Otros gastos/ingresos	(72)	(69)	4,3
Ebitda	316	298	6,0
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(119)	(113)	5,3
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
Resultado de explotación	197	185	6,5

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

El importe neto de la cifra de negocio asciende a 427 millones de euros, levemente superior a la del mismo período de 2017, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas, considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio y considerando también ajuste al porcentaje de financiación de la base según lo publicado en la propuesta de orden ministerial para la retribución de la distribución.

El EBITDA del primer semestre 2018 alcanza los 316 millones de euros, con un crecimiento del 6,0% con respecto al primer semestre de 2017 por el impacto positivo de la reducción de los gastos de personal (-26,4%) consecuencia de la implantación de medidas de eficiencia en el negocio realizado el año 2017.

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas – ATR (GWh)	16.294	15.977	2,0
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.730	3.712	0,5
TIEPI (minutos)	25	67	(62,7)

En el primer semestre del año la energía suministrada ha crecido un 2% frente al mismo periodo del año 2017. En términos interanuales el incremento ha sido del 0,9%. La demanda nacional se situó en junio de 2018 en 124.605 GWh lo que supone un crecimiento del 1% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2018 y registran un incremento neto anual en el primer semestre de 9.952 puntos.

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

A 30 de junio de 2018 el 97,5% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 95,9% de la facturación es remota. Se continúa con la planificación establecida para llegar al 100% de los contadores domésticos sustituidos y con facturación remota al 31 de diciembre de 2018, tal y como se establece legalmente. No obstante, conforme establece la Orden ETU 1282/2017, a partir del 1 de enero de 2019 cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrá mantener hasta un máximo de un 2% del total del parque de contadores sin sustituir siempre que sea debido a causas no imputables a la misma y que deberán ser justificadas y aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

2.5.7 EMPL

Incluye la operación del gasoducto Magreb-Europa.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	157	159	(1,3)
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(2)	(2)	-
Otros gastos/ingresos	(12)	(9)	33,3
Ebitda	143	148	(3,4)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(26)	(18)	44,4
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
Resultado de explotación	117	130	(10,0)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2018 alcanza los 157 millones de euros, con una disminución del 1,3% respecto al ejercicio anterior.

El ebitda se eleva hasta los 143 millones de euros, un 3,4% inferior al del mismo período del año anterior, debido al impacto negativo de la evolución del tipo de cambio del USD que asciende a -17 millones de euros, compensado por el incremento de volúmenes transportados así como al incremento del 3% de la tarifa de transporte.

Principales magnitudes

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

	2018	2017	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	71.066	49.433	43,8
Portugal-Marruecos	20.398	20.441	(0,2)
España (Naturgy)	50.668	28.992	74,8

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 71.066 GWh, un 43,8% superior a la del mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 50.668 GWh han sido transportados para Naturgy a través de la sociedad Sagane y 20.398 GWh para Portugal y Marruecos.

Naturgy posee una participación del 14,9% en Medgaz, sociedad que ostenta la propiedad y opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año. La capacidad correspondiente está asociada a un contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Naturgy en el primer semestre de 2018 ascienden a 4.023 GWh.

Infraestructuras Latinoamérica Sur

Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile y Perú así como la actividad de distribución de electricidad en Argentina y Chile. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas y la actividad de transmisión de electricidad.

2.5.8 Distribución de gas y electricidad Argentina

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	321	286	12,2
Aprovisionamientos	(203)	(178)	14,0
Gastos de personal, neto	(17)	(22)	(22,7)
Otros gastos/ingresos	(58)	(58)	-
Ebitda	43	28	53,6
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(2)	(2)	-
Deterioro pérdidas crediticias	(7)	(3)	-
Resultado de explotación	34	23	47,8

El ebitda de distribución gas y electricidad en Argentina, asciende a 43 millones de euros, un 53,6% más que el resultado del mismo período del ejercicio anterior, tras la aplicación plena del proceso de Revisión Tarifaria, cuya última etapa fue otorgada en abril de 2018, y pese al efecto de la devaluación del peso argentino (-24 millones de euros).

Principales magnitudes

Las principales magnitudes de la actividad son las siguientes:

	2018	2017	%
Ventas actividad de gas (GWh)	34.576	34.880	(0,9)
Ventas de gas	14.138	13.860	2,0
ATR	20.438	21.020	(2,8)
Red de distribución (km)	25.965	25.749	0,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	8	10	(20,0)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.659	1.642	1,0
Ventas actividad de electricidad (GWh)	998	977	2,1
Ventas de electricidad	830	810	2,5
ATR	168	167	0,6
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	231	224	3,1

En el primer semestre del año, se registra un volumen de ventas de gas en línea con el año anterior en su conjunto, aunque por segmentos destaca un crecimiento del 9% en las ventas industriales del mercado no regulado y mayores ventas del mercado doméstico comercial por menor temperatura media que el año anterior que se compensa con las menores ventas de gas natural vehicular y ATR en el global.

2.5.9 Distribución de gas Brasil

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	735	803	(8,5)
Aprovisionamientos	(563)	(603)	(6,6)
Gastos de personal, neto	(20)	(21)	(4,8)
Otros gastos/ingresos	(42)	(53)	(20,8)
Ebitda	110	126	(12,7)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(30)	(33)	(9,1)
Deterioro pérdidas crediticias	(2)	(2)	-
Resultado de explotación	78	91	(14,3)

El ebitda de Brasil disminuye un 12,7%, afectado por la evolución del tipo de cambio, con un impacto negativo de -23 millones de euros. Los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas se sitúan en el acumulado del segundo trimestre del año en niveles inferiores al mismo período del año anterior (-8,9%). Como contrapartida, las ventas de gas natural vehicular (GNV) superaron en un 9,6% las registradas el año anterior debido a la mayor competitividad del gas respecto a combustibles líquidos; en el mercado industrial se sigue percibiendo una caída de 4,2%; asimismo, las ventas de gas del mercado doméstico comercial está en línea en la misma comparación temporal.

La evolución del ebitda se explica por los mayores márgenes de gas en los mercados de GNV y doméstico, principalmente por efecto de mayor volumen, compensado por menores ventas de los demás mercados así como por la actualización de tarifas (retroactividad e inflación).

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas actividad de gas (GWh)	35.461	37.197	(4,7)
Ventas de gas	28.850	31.579	(8,6)
ATR	6.611	5.618	17,7
Red de distribución (km)	7.627	7.382	3,3
Incremento de puntos de suministro, en miles	19	21	(9,5)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.109	1.058	4,8

Las ventas se redujeron un 4,7%, debido a las ventas del mercado de generación y ATR, un -8,9%, por menor utilización de centrales térmicas; y al mercado industrial que cayó un 4,2% ante una situación de crisis, con un escenario macroeconómico aún en proceso de recuperación. En los mercados residencial y comercial se registra una ligera caída de un 0,3%, principalmente por el menor consumo de los grandes comercios. Como contrapartida, las mayores ventas al mercado de gas natural vehiculado (GNV), que se incrementa un 9,6%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos demandadas en este período.

2.5.10 Distribución gas y electricidad Chile

Incluye las actividades de distribución y comercialización de gas y distribución y transmisión de electricidad.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.435	1.787	(19,7)
Aprovisionamientos	(1.009)	(1.350)	(25,3)
Gastos de personal, neto	(73)	(77)	(5,2)
Otros gastos/ingresos	(142)	(104)	36,5
Ebitda	211	256	(17,6)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(79)	(74)	6,8
Deterioro pérdidas crediticias	(12)	(12)	-
Resultado de explotación	120	170	(29,4)

El ebitda aportado por Chile alcanza 211 millones de euros, debido básicamente a un gastos no recurrentes por tala y podas, prevención de incendios y multas y sanciones en distribución de electricidad y costes de juicios con los productores de gas.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2018	2017	%
Ventas distribución de gas (GWh)	5.222	5.166	1,1
Ventas comercialización de gas a terceros (GWh)	3.102	3.404	(8,9)
ATR (GWh)	15.664	15.040	4,1
Red de distribución (km)	7.358	7.092	3,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	12	9	33,3
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	614	593	3,5
	-	-	
Ventas actividad de electricidad (GWh)	7.675	7.446	3,1
Ventas de electricidad	6.377	6.842	(6,8)
ATR	1.298	604	114,9
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	2.893	2.824	2,4
Energía transportada (GWh)	7.573	7.396	2,4
Red de transporte (km, a 30/06)	3.528	3.528	-

- En distribución gas Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 22 mil conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (3,7%) e industrial (0,3%) respecto al primer semestre de 2017. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento ATR (4,1%), seguido del industrial (4,1%), mientras que las ventas del segmento Generación eléctrica y residencial-comercial presentan un decrecimiento, en comparación del mismo período del ejercicio anterior, de 8,7% y 3,1% respectivamente.
- En distribución electricidad Chile, la energía transportada registra un incremento de 2,4% respecto al mismo período del año anterior, principalmente por una mayor actividad durante el primer semestre del ejercicio. La red de transporte alcanzó los 3.528 kms, sin presentar variación respecto a la misma fecha de 2017.

Infraestructuras Latinoamérica Norte

Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en México y la actividad de distribución de electricidad en Panamá.

2.5.11 Distribución gas México

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	277	281	(1,4)
Aprovisionamientos	(159)	(160)	(0,6)
Gastos de personal, neto	(16)	(13)	23,1
Otros gastos/ingresos	(24)	(21)	14,3
Ebitda	78	87	(10,3)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(20)	(17)	17,6
Deterioro pérdidas crediticias	(8)	(6)	33,3
Resultado de explotación	50	64	(21,9)

En el primer semestre de 2018, el ebitda de México ascendió a 78 millones de euros, presentando una variación de -9 millones de euros frente al año anterior debido fundamentalmente a la devaluación del peso mexicano.

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas actividad de gas (GWh)	27.343	28.787	(5,0)
Ventas de gas	10.379	10.843	(4,3)
ATR	16.964	17.944	(5,5)
Red de distribución (km)	22.204	21.385	3,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	31	58	(46,6)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.804	1.716	5,1

Durante la primera parte del año, se llevó a cabo una revisión de la estrategia comercial dirigida a reenfocar esfuerzos hacia áreas de mayor rentabilidad como ciudad de México y algunas áreas de Monterrey. Esta estrategia ha provocado una disminución del ritmo de puestas en servicio, aunque consiguiendo unos clientes de mayor calidad.

Como parte de este reenfoque, también se han endurecido los criterios para mantener a aquellos clientes que presentan problemas de morosidad. Esto unido a la agresiva política de captación de los últimos años ha hecho incrementar el número de bajas de suministro en el periodo.

A cierre de junio 2018, se alcanzó un volumen total de clientes de 1.804 miles (1.802 miles de clientes doméstico-comerciales) con un incremento frente al mismo periodo de 2017 del 5,1% y un volumen de ventas de 27.343 GWh con una disminución del 5,0%, debido al comportamiento de los mercados de ATR e industrial. Las ventas al mercado doméstico-comercial, asociadas a un mayor margen unitario, han registrado un aumento del 7%.

La extensión de la red de distribución, afectada también por la nueva política comercial, se incrementó en un 3,8%, a un ritmo ligeramente inferior al crecimiento anual registrado el año anterior (4,2%).

2.5.12 Distribución electricidad Panamá

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	377	407	(7,4)
Aprovisionamientos	(305)	(324)	(5,9)
Gastos de personal, neto	(6)	(6)	-
Otros gastos/ingresos	(21)	(25)	(16,0)
Ebitda	45	52	(13,5)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(17)	(16)	6,3
Deterioro pérdidas crediticias	(2)	(2)	-
Resultado de explotación	26	34	(23,5)

El ebitda del primer semestre de 2018 del negocio de Panamá alcanzó los 45 millones de euros con una disminución del 13,5% debido fundamentalmente a las mayores pérdidas de energía registradas en el periodo. Se espera que parte de este efecto pueda recuperarse en lo que queda del año.

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	2.545	2.527	0,7
Ventas de electricidad	2.434	2.477	(1,7)
ATR	111	50	122,0
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	656	628	4,5

Las ventas de electricidad presentan un ligero aumento frente al año anterior, aunque por debajo del incremento medio de los últimos años. En lo que va del ejercicio, se han registrado unos niveles de temperatura por debajo de la media histórica haciendo que el volumen de energía suministrada crezca por debajo de lo previsto.

El número de puntos de suministro crece a un ritmo 4,5% en línea con el crecimiento registrado el año anterior.

3. Principales riesgos e incertidumbres

3.1. Riesgos operativos

3.1.1. Riesgo regulatorio

Naturgy y sus sociedades filiales están obligadas a cumplir con la normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad. En especial, los negocios de distribución gasista y eléctrico responden a actividades reguladas en la mayor parte de los países en los que Naturgy realiza dicha actividad.

La normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad en los países en los que opera Naturgy está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes. La introducción de las referidas modificaciones podría incidir en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas, afectando de un modo adverso al negocio, beneficios, subvenciones y situación financiera de Naturgy.

En caso de que los organismos públicos o privados que pudiera corresponder interpretaran o aplicaran de manera distinta al criterio de Naturgy la referida normativa, podría cuestionarse o recurrirse dicho cumplimiento y, de resultar probado cualquier incumplimiento, podría afectar de un modo material adverso al negocio, perspectivas, beneficios, subvenciones y situación financiera de Naturgy.

La gestión del riesgo regulatorio se basa en la comunicación fluida que Naturgy mantiene con los organismos reguladores. Adicionalmente, en el desempeño de las actividades reguladas, Naturgy ajusta sus costes e inversiones a las tasas de rentabilidad reconocidas para cada negocio.

3.1.2. Riesgo de volúmenes de gas y electricidad

La mayor parte de las compras de gas natural y gas natural licuado (GNL) se realizan a través de contratos a largo plazo, que incluyen cláusulas conforme a las cuales Naturgy tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas (conocidas como cláusulas “*take-or-pay*”). Con arreglo a dichos contratos, a pesar de que Naturgy no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida de conformidad con las cláusulas “*take-or-pay*”.

Los mencionados contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de Naturgy. No obstante, las necesidades reales pueden ser inferiores a las previstas en el momento de suscripción de los contratos. En caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, Naturgy estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que efectivamente necesita o, en su defecto, a pagar por la cantidad de gas mínima comprometida, con independencia de que no adquiera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de Naturgy.

En el ámbito eléctrico, el resultado de Naturgy está expuesto a la contracción de los volúmenes de generación de electricidad, condicionada por la evolución de la demanda eléctrica. Adicionalmente, dado el importante papel de la tecnología de ciclo combinado en el parque de generación de Naturgy, el volumen generado puede verse minorado por el creciente peso relativo de la generación con energías renovables. Igualmente el resultado del negocio puede verse alterado por los niveles de producción hidráulica pudiendo llegar a impactar en el mix y costes de producción.

La contracción de volúmenes generados implicaría una mayor incertidumbre respecto al cumplimiento del posicionamiento generación/comercialización objetivo y la variabilidad de los resultados.

Naturgy gestiona de manera integrada sus contratos y activos a nivel global con objeto de optimizar los balances energéticos, permitiendo corregir cualquier desviación de la manera más rentable posible.

3.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurables

Las actividades de Naturgy están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución de gas o activos de generación de electricidad, así como otros desperfectos y supuestos de fuerza mayor que podrían tener como resultado daños personales y/o materiales, deterioros de las instalaciones o propiedades de Naturgy o la destrucción de las mismas. Acontecimientos como éstos, u otros de similar naturaleza, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas y la generación de electricidad. En este tipo de situaciones, a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros de riesgos, como seguros ante potenciales pérdidas de beneficio y daños materiales, la situación financiera y los resultados de Naturgy pueden verse afectados en la medida en que las pérdidas que se produzcan no estén aseguradas, la cobertura sea insuficiente, o se generen pérdidas económicas como consecuencia de limitaciones de cobertura o evolución al alza de franquicias, así como por potenciales encarecimientos de las primas satisfechas al mercado asegurador.

Asimismo cabe mencionar que Naturgy podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por lesiones personales y/o otros daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que Naturgy opera, lo que podría dar lugar, en la medida en que las pólizas de seguros de responsabilidad civil contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones, a un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, situación financiera y sus resultados.

Naturgy elabora planes de mejora continua que permitan reducir la frecuencia y severidad de potenciales incidencias. Entre otras, se han desarrollado unidades específicas de supervisión de activos enfocadas a intensificar el mantenimiento preventivo y predictivo. Adicionalmente, la política de cobertura mediante seguros se basa en la optimización del coste total del riesgo.

b) Imagen y reputación

Naturgy está expuesta a la opinión y percepción proyectada sobre diferentes grupos de interés. Dicha percepción puede verse deteriorada por eventos tanto producidos por la compañía como por terceros sobre los que se tenga poco o ningún control, produciéndose un efecto contagio de la reputación soberana o sectorial sobre la compañía. En caso de producirse dicho deterioro, a medio plazo podría implicar un perjuicio económico derivado de mayores exigencias por parte de los reguladores, mayores costes de financiación o mayores esfuerzos comerciales en la captación de clientes.

Naturgy realiza una labor activa en la identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales y grupos de interés afectados. Adicionalmente, la transparencia forma parte de su política de comunicación.

c) Medioambiente

Las actividades de Naturgy están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en materia de protección medioambiental.

Naturgy y sus sociedades filiales están sometidas al estricto cumplimiento de normativa extensa en materia de protección medioambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto medioambiental, la obtención de las pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros:

- Que las autorizaciones y licencias ambientales podrían no ser otorgadas o ser revocadas por el incumplimiento de las condiciones que en ellas se impongan;
- Que el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades podría sufrir modificaciones o cambios, lo que podría provocar un aumento de los costes o plazos para poder cumplir con el nuevo marco regulatorio.

Para mitigar este riesgo, Naturgy ha adoptado un sistema de gestión integral ambiental y dispone de planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente con impacto en el medioambiente. Adicionalmente, se contratan pólizas de seguro específicas para la cobertura de esta tipología de riesgos.

d) Cambio climático

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada al clima. Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de las necesidades estacionales de consumo del segmento doméstico a través de calefacción, así como necesidades de ciclos combinados para dar soporte a la producción del Sistema Eléctrico. Durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado, fundamentalmente. Los ingresos y resultados de Naturgy derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían verse afectados de forma adversa en el caso de que se produjesen otoños templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Asimismo, el nivel de ocupación de las plantas de generación hidroeléctrica dependen del nivel de precipitaciones en donde se encuentren dichas instalaciones, pudiéndose ver afectado en épocas de sequía.

Las políticas y medidas establecidas a nivel europeo con objeto de combatir el cambio climático podrían afectar al resultado de Naturgy, en caso de alterar la competitividad del mix de generación de la compañía.

Naturgy participa en distintos grupos de trabajo a nivel europeo que le permiten adaptar anticipadamente su estrategia a los nuevos desarrollos normativos. Adicionalmente, participa en proyectos de desarrollo limpio orientados a reducir las emisiones de CO₂.

e) Exposición geopolítica

Naturgy cuenta con intereses en países con distintos entornos políticos, económicos y sociales, destacando dos áreas geográficas principales:

- Latinoamérica

Una parte importante del resultado operativo de Naturgy es generado por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en Latinoamérica están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, cabe mencionar los siguientes:

- Importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- Significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- Altos niveles de inflación;
- Devaluación, depreciación o sobrevaloración de las divisas locales;
- Controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- Entorno cambiante de los tipos de interés;
- Cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- Cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- Tensiones sociales e
- Inestabilidad política y macroeconómica.

- Oriente Próximo y Magreb

Naturgy cuenta tanto con activos propios como con importantes contratos de suministro de gas procedente de distintos países del Magreb y Oriente Próximo, en particular Egipto. La inestabilidad política en la zona puede derivar tanto en daños físicos sobre activos de empresas participadas por Naturgy como en la obstrucción de las operaciones de dichas u otras empresas que impliquen una interrupción del suministro de gas del grupo.

Naturgy cuenta con una cartera diversificada tanto en países en los que desarrolla negocios de distribución de energía (Latinoamérica, Europa) como países de los que procede el aprovisionamiento de gas (Latinoamérica, África, Oriente Medio, Europa). Dicha diversificación permite minimizar el riesgo tanto de expropiación como de interrupción de suministro ante el efecto contagio de inestabilidad política entre países cercanos. Adicionalmente, existen pólizas de seguro específicas contratadas frente a los riesgos mencionados.

3.2. Riesgos financieros

Los riesgos de carácter financiero (tipo de interés, tipo de cambio, precio de las materias primas (*commodities*), riesgo de crédito, riesgo de liquidez) se desarrollan en la Nota 17 de la Memoria de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017.

3.3. Principales oportunidades

- Mix de generación: El parque de generación de Naturgy, con predominio de centrales de ciclo combinado cuenta con la flexibilidad necesaria para adaptarse a distintas situaciones de mercado atendiendo a su despacho opcional, resultando un activo valioso en el aprovechamiento de oportunidades relacionadas con la volatilidad de los precios y volúmenes demandados en los mercados de gas y electricidad. A pesar de la transición energética a energías renovables, la flexibilidad en la operación de los ciclos combinados le sitúa como una tecnología con una contribución potencial relevante en el futuro.
- Generación internacional: Incremento de la capacidad de generación renovable a nivel internacional, dada la competitividad en costes de las energías renovables y la presencia de Naturgy en mercados en crecimiento.
- Portfolio de aprovisionamiento de gas natural y GNL: La gestión de gasoductos, la participación en plantas y la flota de buques metaneros permite cubrir las necesidades de los diferentes negocios de la Compañía de manera flexible y diversificada, optimizando su posicionamiento ante diversos escenarios energéticos. Concretamente, la flota de buques metaneros convierte a Naturgy en uno de los mayores operadores de GNL en el mundo y referente en la cuenca Atlántica, Mediterránea y Asia.
- Equilibrada posición estructural en negocios y áreas geográficas, muchos de ellos con flujos estables, independientes del precio de las *commodities*, que permiten optimizar la captura de los crecimientos de demanda energética y maximizar las oportunidades de nuevos negocios en nuevos mercados.

4. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 se describen en la Nota 22 de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados.

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.

Las MAR seleccionadas son útiles para los usuarios de la información financiera porque permiten analizar el rendimiento financiero, los flujos de caja y la situación financiera de Naturgy, así como su comparación con otras empresas.

A continuación se incluye un Glosario con la definición de las MAR utilizadas. Los términos de las MAR resultan, por lo general, directamente trazables con los epígrafes indicados del balance de situación consolidado intermedio, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia, el estado de flujos de efectivo consolidado intermedio o con las notas explicativas a los estados financieros intermedios de Naturgy. Para aquellos términos cuya trazabilidad no es directa se presenta la conciliación a continuación del Glosario.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 30.06.2018	Conciliación valores a 30.06.2017	Relevancia de uso
Ebitda	"Resultado de explotación" ⁽²⁾	2.004 millones de euros	2.030 millones de euros	Medida de la rentabilidad operativa antes de intereses, impuestos, amortizaciones y provisiones
Inversiones netas	"Inversión inmovilizado intangible" ⁽⁴⁾ (Nota 7) + "Inversión inmovilizado material" ⁽⁴⁾ (Nota 7) + Inversiones financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión ⁽⁶⁾	-1.429 millones de euros = 121 + 1.024 + 35 – 2.609	740 millones de euros = 137 + 600 + 27 -24	Inversiones totales netas del efectivo cobrado en las desinversiones y de otros cobros relacionados con las actividades de inversión
Deuda financiera bruta	"Pasivos financieros no corrientes" ⁽¹⁾ + "Pasivos financieros corrientes" ⁽¹⁾	15.928 millones de euros = 13.711 + 2.217	17.342 millones de euros = 14.485 + 2.857	Deuda financiera a corto y largo plazo
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta ⁽⁵⁾ – "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" ⁽¹⁾ – "Activos financieros derivados" ⁽⁴⁾ (Nota 8)	12.362 millones de euros = 15.928 - 3.492 – 74	15.818 millones de euros = 17.342 - 1.455 - 69	Deuda financiera a corto y largo plazo menos el efectivo y activos líquidos equivalentes y los activos financieros derivados
Endeudamiento (%)	Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ / (Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ + "Patrimonio neto" ⁽¹⁾)	44,8% = 12.362 / (12.362 + 15.220)	46,4% = 15.818 / (15.818 + 18.246)	Relación que existe entre los recursos ajenos de la empresa sobre los recursos totales
Coste deuda financiera neta	"Coste de la deuda financiera" ⁽⁴⁾ (Nota 17) – "Intereses" ⁽⁴⁾ (Nota 17)	274 millones de euros = 286 - 12	315 millones de euros = 330 - 15	Importe del gasto relativo al coste de la deuda financiera menos los ingresos por intereses
Ebitda / Coste deuda financiera neta	Ebitda ⁽⁵⁾ / Coste deuda financiera neta ⁽⁵⁾	7,3x = 2.004 / 274	6,5x = 2.030 / 315	Relación entre el ebitda y la deuda financiera neta
Deuda financiera neta / Ebitda	Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ / Ebitda de los últimos 4 trimestres ⁽⁵⁾	3,2x = 12.362 / 3.889	3,7x = 15.818 / 4.237	Relación entre la deuda financiera neta y el ebitda
Capitalización bursátil	Número de acciones (en miles) emitidas al cierre del período ⁽⁶⁾ * Cotización al cierre del período ⁽⁶⁾	22.696 millones de euros = 1.000.689 * 22,68 euros	20.504 millones de euros = 1.000.689 * 20,49 euros	Medida del valor total de la empresa calculado según su cotización
Beneficio por acción	"Resultado atribuible del período" ⁽²⁾ / Número de acciones (en miles) medio del período ⁽⁶⁾	-3,28 euros = -3.281 / 1.000.462	0,55 euros = 550 / 1.000.519	Ratio que relaciona el beneficio atribuido a la sociedad dominante con el número de acciones
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – "Trabajos realizados para el inmovilizado (Nota 14)" ⁽⁴⁾	464 millones de euros = 520 - 56	469 millones de euros = 524 - 55	Importe registrado en la cuenta de resultados correspondiente al gasto de personal
Otros ingresos/gastos	"Otros ingresos de explotación" ⁽²⁾ , "Otros gastos de explotación" ⁽²⁾ + "Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras" ⁽²⁾	-801 millones de euros = 83 - 905 + 21	-807 millones de euros = 107 - 935 + 21	Otros gastos e ingresos recogidos en la cuenta de resultados consolidada

- (1) Epígrafe del Balance de situación consolidado.
- (2) Epígrafe de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.
- (3) Epígrafe del Estado de flujos de efectivo consolidado.
- (4) Magnitud detallada en la memoria consolidada.
- (5) Magnitud detallada en las MAR.
- (6) Magnitud detallada en el informe de gestión.



Naturgy Energy Group, S.A.

Informe de gestión intermedio resumido a 30 de junio de 2018

Naturgy Energy Group, S.A.

Informe de gestión correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018

Nota 1. Evolución de los negocios

Naturgy Energy Group, S.A. es una sociedad holding, en la que la actividad ordinaria más relevante corresponde a la administración y gestión de las participaciones en distintas sociedades filiales. En consecuencia sus resultados provienen fundamentalmente de dividendos e ingresos devengados procedentes de la financiación concedida a sociedades del grupo Naturgy. Adicionalmente, dispone de contratos de aprovisionamiento de gas destinados a otras compañías de Naturgy y en el ámbito eléctrico actúa como representante ante el Mercado Eléctrico de las sociedades generadoras y comercializadoras de Naturgy.

Nota 2. Hechos significativos del primer semestre del ejercicio 2018

Principales magnitudes de la cuenta de resultados

Básicamente la evolución del resultado del primer semestre del ejercicio 2018 se explica por la operación de compra venta de la participación del 20% en el negocio de distribución de gas en España que se ha llevado a cabo a través de la sociedad del grupo Holding Negocios Gas, S.A (Nota 3) y por las pérdidas por deterioro de instrumentos financieros incurridas tras la adaptación al nuevo Plan Estratégico 2018-2022 (Nota 2.3.3)

El importe neto de la cifra de negocios en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018, asciende a 2.164 millones de euros, de los cuales 1.581 millones de euros corresponden a ventas de gas y electricidad básicamente, 326 millones de euros a dividendos recibidos de las empresas del grupo y asociadas, y 257 millones de euros por la financiación a empresas del grupo Naturgy.

La disminución del Importe de la cifra de negocios en 158 millones de euros es el efecto neto de:

- Las ventas se han incrementado en 87 millones de euros básicamente, por la evolución favorable del mercado del gas.
- Disminución de 281 millones de euros en los dividendos recibidos de las filiales en el semestre, principalmente de las sociedades Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A. y Sagane, S.A.
- Aumento de 36 millones de euros por ingresos financieros procedentes de financiación a filiales.

Los aprovisionamientos del ejercicio suponen 1.585 millones de euros asociados fundamentalmente al aprovisionamiento de gas y electricidad, aumentando 86 millones de euros en línea con las ventas.

Otros ingresos de explotación por 189 millones de euros, los gastos de personal neto por 122 millones de euros, los gastos de explotación por 151 millones de euros, las amortizaciones por 48 millones de euros y el deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado por 5.450 millones de euros, llevan al resultado de explotación del periodo a situarse en 5.897 millones de euros, aumentando en 5.197 millones de euros respecto al mismo periodo del año anterior.

El resultado financiero ha sido negativo en 265 millones de euros frente a los 290 millones de euros en el mismo periodo de 2017. La disminución tiene su origen fundamentalmente por la cancelación de préstamos con las empresas del grupo Naturgy.

El beneficio antes de impuestos asciende a 5.632 millones de euros y el impuesto de sociedades asciende a 35 millones de euros, lo que deja el resultado neto del periodo en 5.597 millones de euros, frente a los 449 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior.
