

ENAGÁS (ENG)

Reinicio Cobertura

Sector: Electricidad y Gas (Petróleo y Energía)

= ACUMULAR

RIESGO: MEDIO

Accionistas

SEPI 5,0%

Precio acción (08/05/18): EUR 24,19

Precio objetivo (12 meses): EUR 28,33

Nº de Acciones (mill): EUR 238,73

Capitalización bursátil (mill): EUR 5.774,98

Máx/Mín 2018: EUR (24,34 / 20,28)

Máx/Mín (12 meses): EUR (26,72 / 20,28)

% Máx/Mín (12 meses): -9 / 19

Analista: Iñigo Isardo

Tel: 34 - 91 - 573 30 27

Fax: 34 - 91 - 504 40 46

Mesa de contratación

Enrique Zamácola / Javier de Pedro

Tel: 34 - 91 - 573 30 27

Fax: 34 - 91 - 504 40 46

| | |
|-----------|------|
| PER 10: | 10,7 |
| PER 11: | 9,4 |
| PER 12: | 10,2 |
| PER 13: | 11,2 |
| PER 14: | 15,4 |
| PER 15: | 15,0 |
| PER 16: | 13,8 |
| PER 17: | 11,6 |
| PER 18 E: | 12,6 |
| PER 19 E: | 13,4 |
| PER 20 E: | 12,6 |

Principales Ratios

| | EV / EBITDA | EBITDA (*) | Bº Neto (*) | Cash-flow (*) | BPA | CF acción | Dividendo acción | Pay-out (%) |
|-------|-------------|---------------|----------------|------------------|------|-----------|---------------------|----------------|
| 2010 | 8,6 | 781,45 | 333,48 | 583,38 | 1,40 | 2,44 | 0,84 | 60 |
| 2011 | 7,9 | 867,79 | 364,64 | 664,24 | 1,53 | 2,78 | 0,99 | 65 |
| 2012 | 8,0 | 934,32 | 379,52 | 695,40 | 1,59 | 2,91 | 1,11 | 70 |
| 2013 | 8,2 | 995,83 | 403,18 | 732,15 | 1,69 | 3,07 | 1,27 | 75 |
| 2014 | 11,0 | 939,68 | 406,53 | 721,43 | 1,70 | 3,02 | 1,28 | 75 |
| 2015 | 11,6 | 900,35 | 412,66 | 702,45 | 1,73 | 2,94 | 1,32 | 76 |
| 2016 | 11,4 | 882,49 | 417,22 | 688,74 | 1,75 | 2,88 | 1,39 | 80 |
| 2017 | 10,6 | 1.013,12 | 490,84 | 809,93 | 2,06 | 3,39 | 1,46 | 71 |
| 2018E | 9,8 | 1.065,15 | 451,26 | 754,91 | 1,89 | 3,16 | 1,53 | 81 |
| 2019E | 9,9 | 1.033,55 | 425,53 | 726,62 | 1,78 | 3,04 | 1,60 | 90 |
| 2020E | 9,4 | 1.074,05 | 453,02 | 756,08 | 1,90 | 3,17 | 1,67 | 88 |

(*) EUR millones

Factores Claves de la Inversión

- **Enagás (o ENG o la Compañía o el Grupo) es el Gestor Técnico del Sistema gasista español (Transmission System Operator o TSO) y un referente internacional en el desarrollo y mantenimiento de infraestructuras gasistas** y en la operación y gestión de redes complejas. Está certificada como TSO independiente desde 2012 y desarrolla su actividad en ocho países.
- En España, **ENG es el principal transportista de gas natural y cuenta con cerca de 12.000 Km. de gasoductos, tres almacenamientos subterráneos y cuatro plantas de regasificación.** Además, el Grupo está presente en Latinoamérica (México, Chile y Perú) y en Europa (Suecia, Italia, Grecia y Albania).
- Dada la falta de activos en los que invertir en los últimos ejercicios en el mercado doméstico, **el Grupo aprovechó su conocimiento (know-how) y experiencia para expandir su negocio al exterior.** De esta forma, la Compañía forma parte de grandes proyectos internacionales como el gasoducto TAP, que une Turquía con Italia, o el gasoducto STEP (antes MidCat), que realiza una tercera interconexión España-Francia.
- Además, en los últimos días **ENG**, en consorcio con la italiana Snam y la belga Fluxys, **se ha adjudicado la participación del 66% del capital de DESFA, el gestor técnico del sistema gasista griego**, de importancia estratégica para la puesta en marcha del TAP y para la diversificación del suministro energético en Europa.
- Tenemos que destacar también que **el Grupo inició el pasado mes de diciembre de 2017 el proceso de arbitraje contra el Gobierno de Perú para mantener sus derechos sobre la reclamación por su inversión en el Gasoducto Sur Peruano (GSP)** por un importe de \$ 511 millones (unos EUR 458 millones). ENG se ha dado de plazo máximo hasta finales de 2021 para recuperar su inversión.
- **En el primer trimestre de 2018 (1T2018) se ha constatado una caída de los ingresos regulados de ENG**, debido a su menor base de activos de este tipo, aunque la Compañía lo ha compensado con mayores ingresos no regulados, dividendos procedentes de sus sociedades participadas y reducción de los costes de explotación. Ello impulsó al alza su cash flow de explotación (+3,5% interanual) y, en términos recurrentes, su beneficio neto atribuible (+1,0% interanual).
- Señalar que recientemente, **el ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, Álvaro Nadal, anunció una revisión de la retribución del sistema energético español.** El ministro cifró en EUR 250 millones el importe máximo del recorte, matizando que, del mismo, al sector gasista le correspondería un máximo de EUR 50 millones.
- **Creemos que el impacto de dicho recorte sobre los resultados de ENG será muy limitado**, dada la caída de la base de activos regulados de ENG y porque creemos que se aplicará sobre la retribución de activos totalmente amortizados, de los que ENG carece. No obstante, el anuncio de la misma y la ralentización de su puesta en marcha podría penalizar la cotización de las entidades que operan en el sector energético.

- Hemos actualizado nuestras estimaciones para el periodo 2017-2020 y **creemos que en los próximos ejercicios se mantendrá la tendencia de caída de los ingresos no regulados, que serán compensados con ingresos no regulados y los resultados de las participadas**. Así, estimamos que el Grupo reduzca sus ingresos totales (tacc:-1,39%), aumente su EBITDA (tacc: +1,97%) y disminuya su beneficio neto (tacc: -2,64%).
- Asimismo, **hemos valorado la Compañía por tres métodos distintos** de valoración: i) descuento de flujos de caja ajustados a impuestos (DFC), ii) múltiplos relativos a los que cotiza un grupo de empresas de referencia del sector gasista europeo, y iii) descuento de dividendos medios esperados. La media aritmética de los tres **arroja una valoración de EUR 6.762,36 millones, equivalente a EUR 28,33 por acción**. En función de ello, a precios actuales, la acción cotiza con un potencial de revalorización del 17,1%.
- Seguimos considerando a la Compañía como una de las empresas de servicio público (*utilities*) cotizadas más atractivas como inversión, dado que, al potencial de revalorización que hemos calculado, se suma su elevada rentabilidad por dividendo, superior al 6%. Destacar, además, que, a falta de concretar inversiones, el Grupo está utilizando parcialmente su generación de flujos de caja en reducir su endeudamiento, mejorando su estructura financiera. Por todo ello, reiteramos nuestra recomendación de **ACUMULAR** el valor en cartera, aprovechando cualquier recorte en su cotización para tomar posiciones en el mismo.

RECOMENDACIÓN: ACUMULAR
RIESGO: MEDIO

TANTO EN 2017 COMO EN EL 1T2018 LA MEJORA DE LOS RESULTADOS DE LAS PARTICIPADAS INTERNACIONALES DE ENAGAS COMPENSARON LA CAIDA DE LOS INGRESOS REGULADOS EN EL MERCADO DOMÉSTICO

Pasamos a analizar los últimos resultados que ha emitido la Compañía, tanto los de 2017 como los del primer trimestre (1T2018). En ellos, se evidencian los cambios de perímetro del Grupo, con la integración y consolidación de participaciones en el extranjero, y que han contribuido a la mejora de los resultados globales.

Asimismo, en el mercado doméstico la demanda fue inusualmente fuerte, debido al frío de los meses de invierno lo que, unido al incremento de los ingresos por continuidad de suministro (RCS), permitió suavizar la caída de los ingresos regulados, una caída que creemos seguirá produciéndose en los próximos ejercicios, como detallaremos posteriormente en el apartado de nuestras nuevas estimaciones de resultados de ENG.

2017

En febrero de 2018 ENG presentó sus resultados correspondientes al ejercicio 2017, de los que destacamos los siguientes aspectos:

Cuadro n. 1

RESULTADOS ENAGÁS 2017 vs 2016

| EUR millones | 2017 | 17/16 (%) |
|------------------|---------|-----------|
| Ingresos totales | 1.384,6 | 13,7% |
| EBITDA | 1.110,3 | 17,0% |
| EBIT | 732,1 | 12,3% |
| Beneficio neto | 490,8 | 17,6% |

Fuente: Estados financieros de la compañía. Consenso analistas FactSet.

- Estos resultados están influidos por la integración de GNL Quintero desde enero de 2017 en el perímetro de consolidación de la compañía, mientras que en 2016 se considera este activo por puesta en equivalencia, con una participación de ENG del 45,4%.
- Así, los **ingresos totales** ascendieron a EUR 1.384,6 millones, lo que supone una mejora del 13,7% con respecto a 2016. No obstante, en términos *stand alone*, sin la integración de GNL Quintero, los ingresos estarían ligeramente por debajo (-0,6%) de los registrados en el año precedente.
- Los ingresos regulados tuvieron un mejor comportamiento respecto al objetivo de ENG de 2017 por la mayor retribución por continuidad de suministro (RCS) por importe de EUR 19 millones, como consecuencia de una mayor demanda de gas en 2017 (+9,2%).
- Por su parte, el **cash flow de explotación o EBITDA** alcanzó los EUR 1.110,3 millones en 2017, un 17% más que en el ejercicio 2016 y superando el objetivo de EBITDA previsto por ENG para el ejercicio, cifrado en EUR 1.080 millones. La integración de GNL Quintero, los mayores ingresos de las sociedades participadas (Soto La Marina, TGP y Saggas) y el control de los gastos de explotación (+1,0% en términos *stand alone*) permitieron impulsar esta magnitud.
- Asimismo, la partida de amortización repuntó un 27,3%, hasta los EUR 378,3 millones, incluyendo la integración de GNL Quintero y el PPA asociado al resto de sociedades participadas.

Enagás (ENG), Mayo 2018

- Así, el **beneficio neto de explotación (EBIT)** se situó en EUR 732,1 millones, un 12,3% superior al registrado un año antes.
- El **beneficio neto** de ENG se elevó un 17,6% en tasa interanual, hasta los EUR 490,8 millones, superando el objetivo anual de crecimiento anticipado por la Compañía, que era de un incremento del 11,9%. No obstante, en términos homogéneos (*stand alone*), el aumento del beneficio neto habría sido del 4,9%.

1T2018

Recientemente, ENG presentó sus resultados correspondientes al primer trimestre del ejercicio (1T2018), de los que destacamos los siguientes aspectos:

Cuadro n. 2

RESULTADOS ENAGÁS 1T2018 vs 1T2017

| EUR millones | 1T2018 | 18/17 (%) |
|------------------|--------|-----------|
| Ingresos totales | 342,2 | -0,1% |
| EBITDA | 274,3 | 3,5% |
| EBIT | 172,4 | -3,0% |
| Beneficio neto | 103,9 | -33,5% |

Fuente: Estados financieros de la compañía.

- La demanda de gas natural del mercado nacional alcanzó 101.577 GWh, un +5,2% superior a la alcanzada a 31 de marzo de 2017.
- De esta forma, ENG elevó sus **ingresos totales** hasta los EUR 342,2 millones, en línea con los alcanzados en el mismo periodo del año anterior (-0,1% interanual). Así, la menor contribución de los ingresos regulados fue compensada con una mayor facturación no recurrente de ingresos no regulados.
- Los ingresos no regulados correspondieron, en gran medida, a la activación de gastos de mantenimiento, un elemento no recurrente. No obstante, en los próximos trimestres se esperan también ingresos no recurrentes por reconocimientos pendientes, por un importe aproximado de unos EUR 30 millones.
- El **cash flow de explotación (EBITDA)**, por su parte, se vio impulsado por la reducción de los costes operativos (-7,3%) y alcanzó una cifra de EUR 274,3 millones, mejorando en un 3,5% interanual.
- Sin embargo, el **beneficio neto de explotación (EBIT)** se situó en EUR 172,4 millones, un importe inferior en un 3,0% con respecto al registrado en el mismo periodo de un año antes. El aumento de las amortizaciones del 18,7% interanual, al incluir el efecto de reclasificar algunos activos como "no corrientes para la venta", lastró el comportamiento de este margen. En este sentido, señalar que estos activos corresponden a material del que ENG dispone en sus almacenes y cuyo valor en libros se sitúa cercano a los EUR 18,6 millones. Está previsto que dicho material se venda en el 2S2018 junto a otro material similar ya reclasificado a la venta con anterioridad, por un importe estimado de unos EUR 12,6 millones, lo que generará una minusvalía por importe de EUR 6 millones, cifra que en términos netos estará en torno a EUR 4,5 millones.

- El **resultado financiero** registró una pérdida por importe de EUR 33,6 millones, que compara negativamente con el beneficio de EUR 12,7 millones del 1T2017. Este último incluía los efectos contables derivados de la consolidación de GNL Quintero por importe de EUR 52,4 millones. Excluido este efecto, el resultado financiero habría mejorado un 15,4% por el menor volumen de deuda y la mejora en el coste neto medio de la deuda del 2,7% (2,1% *stand alone*) registrado en el 1T2018 frente al 2,8% (2,3% *stand alone*) en el ejercicio 2017.
- El **beneficio neto** a 1T2018 alcanzó los EUR 103,9 millones, inferior en un 33,5% al obtenido en el 1T2017, el cual incluía el efecto de la consolidación de GNL Quintero en 2017. Sin tener en cuenta estos efectos contables, el beneficio después de impuestos habría mejorado un +1,0%, en línea con el crecimiento esperado para el conjunto del año.
- Las **inversiones netas** en el 1T2018 ascendieron a EUR 42,4 millones, correspondiendo la inversión más importante a EUR 35,2 millones en TAP. La inversión en España ascendió a EUR 5,9 millones.
- El **endeudamiento financiero neto** de ENG a 31 de marzo de 2018 se situó en EUR 4.791 millones, lo que supone una reducción de EUR 217 millones respecto a los EUR 5.008 millones registrados a cierre del 2017. Esta cantidad incluye EUR 634 millones asociados a la deuda neta contabilizada en GNL Quintero en el 1T2018. Hemos estimado para 2018 un ratio deuda financiera neta /EBITDA de 4,4x (veces).

CONSIDERAMOS QUE LA REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LOS COSTES DEL SISTEMA ENERGÉTICO POR PARTE DEL GOBIERNO INTRODUCE INCERTIDUMBRE EN EL SECTOR, AUNQUE CREEMOS QUE EL IMPACTO SOBRE LOS RESULTADOS DE ENAGÁS SERÁ MUY LIMITADO

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, recogió que las tarifas, peajes y cánones se establecerán de forma que alcancen los siguientes objetivos: retribuir las actividades reguladas, asignar de forma equitativa los costes, incentivar el uso eficiente del gas natural y del sistema gasista, y no producir distorsiones sobre el mercado, correspondiendo en el momento actual al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

Asimismo, la Ley 18/2014, de 15 de octubre dedicó el capítulo II del título III a la sostenibilidad económica del sistema de gas natural, incluyendo los principios del régimen económico y de la retribución de las actividades reguladas, el procedimiento de cálculo de dichas retribuciones, así como el tratamiento de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema. Dicha norma legal determina que, en el momento actual, el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución de cada una de las empresas que realizan actividades reguladas.

La reforma del régimen económico del sistema gasista realizada mediante la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se diseñó con el objetivo de alcanzar el equilibrio económico en el primer periodo regulatorio que finaliza el 31 de diciembre de 2020. El artículo 60.2 de dicha ley determina que los parámetros regulatorios se mantendrán fijos durante el período regulatorio, si bien, abre la posibilidad de que cada tres años, en el semiperiodo, se puedan ajustar para el resto del período ciertos parámetros retributivos en el caso de que existieran variaciones significativas entre las partidas de ingresos y costes.

En este contexto, el pasado mes de enero el ministro de Energía, Álvaro Nadal, apuntó en la Comisión de Energía del Congreso de los Diputados la proposición de un recorte de unos EUR 250 millones en la retribución de los costes del sistema energético. No obstante, con posterioridad matizó que de dicho importe sólo un 20% (EUR 50 millones) como máximo afectará a la actividad gasista y que, incluso, podría darse la posibilidad de que no hubiese ajuste alguno si se considera que no se dan casos de retribución excesiva.

Enagás (ENG), Mayo 2018

Según los últimos datos, el déficit de tarifa del sistema gasista se ha estabilizado e incluso ha decrecido en los últimos meses, en línea con el objetivo de eliminar definitivamente el mismo. Inicialmente, estaba previsto que en 2029 se eliminara el déficit de tarifa gasista (15 años desde 2014), aunque dicho objetivo podría cumplirse con antelación en 2023, ya que la demanda está siendo superior a la prevista y la eliminación de la deuda no contempla la subida de peajes, que no registran subidas desde 2014.

Además, el hecho de que el impacto de una posible nueva regulación sobre el sistema gasista se cifre como máximo en unos EUR 50 millones para todo el sector indica que su efecto sobre las cuentas de resultados de ENG no sería muy significativo.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta una serie de factores importantes que tienen relación a este posible cambio regulatorio:

- La base de activos regulados de ENG disminuye anualmente, por lo que creemos que penalizar a la Compañía con menores ingresos no sería necesario.
- Adicionalmente, los activos sobre los que se aplicaría el cambio regulatorio son aquellos que siguen recibiendo retribución, a pesar de estar totalmente amortizados. En este sentido, los activos de ENG no se encuentran en dicha situación, por lo que no debería de impactarles.

Todo ello, unido a que cualquier reforma de la retribución del sistema tradicionalmente ha sido consensuada, tras escuchar las opiniones de todos los integrantes del sistema, y que suele demorar su puesta en marcha varios meses, nos llevan a considerar un impacto mínimo anual en el periodo 2019-2020 en ENG, que incluso podría no llegar a producirse.

No obstante, creemos que hasta que se concrete la normativa sobre la retribución del sistema, la incertidumbre puede penalizar la cotización de las entidades que operan en el sector.

EN LOS ÚLTIMOS AÑOS LA FALTA DE INVERSIONES RELEVANTES EN EL MERCADO DOMÉSTICO IMPULSÓ LA EXPANSIÓN DE ENAGÁS EN EL EXTRANJERO, PRINCIPALMENTE EN LATINOAMÉRICA Y EUROPA

Así, en el ejercicio 2017, ENG invirtió EUR 328,5 millones, de los que EUR 259,9 millones (79,1%) del total correspondieron a inversiones internacionales (TAP, COGA, GSP, GNL Quintero y Venta de parte de GNL Quintero) y EUR 68,5 millones (20,9% restante) correspondió al mercado doméstico.

Debido a que no existen oportunidades claras de inversión, y gracias a la generación de flujos de caja de la entidad, ENG dispone de EUR 400 millones adicionales, que centrará en una o dos inversiones en activos. No obstante, creemos que ENG no se precipitará a la hora de acometer una inversión hasta no tener certeza de que cumple con sus estrictos criterios de rentabilidad y retorno.

Nos parece relevante resumir a continuación el estado actual de las últimas inversiones realizadas por ENG y de las previstas:

- **Evolución reclamación GSP:** El 23 de enero de 2017 el Gobierno peruano decidió finalizar la concesión del Gasoducto Sur Peruano (GSP) al estimar que el consorcio encargado -Oderecht (55% del capital), ENG (25%), Graña y Montero (20%)- no había obtenido la financiación necesaria para llevar a cabo el proyecto, que contempla una inversión de unos \$ 7.328 millones.

Enagás (ENG), Mayo 2018

Las normas del contrato establecían que el Gobierno disponía de un año para convocar a una nueva licitación del gasoducto.

Así, en la cláusula 20 del contrato de concesión de GSP se indica que el Gobierno de Perú debe realizar los trámites necesarios para calcular el Valor Contable Neto (VCN) del activo y realizar las convocatorias de subastas. Al no haberlo realizado, el 19 de diciembre de 2017, ENG inició el proceso de trato directo previo al arbitraje internacional con el objeto de alcanzar un acuerdo amistoso con la Administración peruana en relación a la inversión realizada por la Compañía en el Gasoducto Sur Peruano (GSP). La Compañía cree que posee el derecho para recuperar la inversión realizada en el activo, que asciende a \$ 511 millones. ENG estima el plazo máximo de recuperación de la inversión de 4 años, es decir al cierre de 2021.

Señalar que Perú es un país muy interesante para ENG desde el punto de vista energético, aunque recientemente ha existido una cierta inestabilidad política, lo que ha derivado en un cambio en marzo del presidente de Gobierno. Así, el nuevo presidente acaba de tomar posesión, por lo que no esperamos que adopte a corto plazo decisiones de calado, lo que podría retrasar la resolución del conflicto que mantiene con ENG por el activo GSP. No obstante, nos consta que la dirección del Grupo ya ha mantenido reuniones con los nuevos gobernantes del país, que han sido positivas, pero no se han plasmado aún en nada.

- **TAP:** En 2014, ENG adquirió una participación del 16% del capital en el desarrollo del gasoducto Trans Adriatic Pipeline (TAP), de 871 kilómetros de longitud que conectará Turquía con Italia a través de Grecia y Albania, y que forma parte del proyecto europeo (*Southern Gas Corridor*) para llevar gas natural a Europa desde el Mar Caspio.

El accionariado del proyecto es BP (20%), SOCAR (20%), Snam (20%), Fluxys (19%), ENG (16%) y Axpo (5%).

El proyecto tiene un grado de avance actual cercano al 70%. Además, el gasoducto anterior con el que conecta, el TANAP, ya está prácticamente operativo (al 96% de grado de avance), con circulación de gas incluida.

- **DESFA:** Recientemente, el consorcio del que forman parte Snam, Fluxys y ENG ha sido el que ha adquirido la compañía gasista griega DESFA a la Agencia Privatizadora helena por un importe de EUR 535 millones. Con esta operación los tres socios contribuirán en los próximos años al desarrollo del sistema gasista griego y al posicionamiento del país como *hub* de gas natural, lo que supondrá un impulso para el mercado doméstico griego y otros proyectos de tránsito de gas, como el mencionado TAP.
- **Gascan:** Tras la adquisición de ENG en 2015 a ENDESA (ELE) y a Sodecan (Gobierno de Canarias) de sus participaciones en Gascan, hasta alcanzar el 100% del capital de la compañía, ENG planeaba invertir EUR 260 millones en la planta regasificadora de Granadilla (Tenerife).

Sin embargo, la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) decidió emitir un informe negando la autorización a Gascan para llevar a cabo la regasificadora hasta que no se disponga de las mencionadas garantías de uso de la planta, y de los correspondientes estudios económicos que comprueben la sostenibilidad económica del sector del gas natural, tras la gasificación de las Islas Canarias. El informe de la CNMC no es vinculante para el Ministerio de Energía, pero sí es analizado con detalle por este organismo.

Este factor ha retrasado la puesta en marcha del proyecto, hasta más allá de 2021, por lo que no lo hemos incluido en las nuevas estimaciones de resultados de la Compañía.

- **MidCat o STEP:** ENG comenzó los estudios para una nueva interconexión entre España y Francia (la tercera) a través de los Pirineos. Esta infraestructura se enmarca dentro del proyecto europeo *South Transit East Pyrenees* (STEP), que contribuirá a la mejora en la seguridad del suministro de gas y a la creación de un mercado energético integrado en la Unión Europea.

El proyecto STEP proporcionará una capacidad de 230 GW/diarios (8 Bcm anuales) desde España a Francia y 180 GW/diarios (6,3 Bcm) en la dirección opuesta. De acuerdo a las dos compañías operadoras de los sistemas (ENG y TIGF), el proyecto requiere de la construcción de un gasoducto de 120 kilómetros en Francia y 107 kilómetros en España, que conllevará una inversión cercana a los EUR 442 millones.

Tenemos que destacar que en las últimas conferencias de resultados ha salido a la luz el interés de ENG por una posible búsqueda de un socio internacional para llevar a cabo una alianza en el negocio internacional de la Compañía. El objetivo es una posible separación o *spin-off* de dicho negocio. La intención de ENG no es vender ninguna de sus participaciones, sino asociarse con un operador que posea activos internacionales y que tenga objetivos parecidos. Es probable que antes de que finalice 2018 la Compañía dé a conocer más información al respecto, aunque por el momento no se ha concretado nada.

ESTIMAMOS QUE EN LOS PRÓXIMOS EJERCICIOS ENAGÁS CONSEGUIRÁ ESTABILIZAR SU BENEFICIO NETO ATRIBUIBLE, AL COMPENSAR LA APORTACIÓN DE SUS SOCIEDADES PARTICIPADAS LA CAÍDA DE SUS INGRESOS REGULADOS

Creemos que en el período proyectado se mantendrá la tendencia a la baja de los ingresos por activos regulados, dado que, como hemos comentado con anterioridad, la base de activos regulados será cada vez menor. No obstante, los ingresos no regulados, que incluyen la retribución por continuidad de suministro (RCS) e ingresos procedentes de elementos no recurrentes como mantenimientos y otros, permitirán suavizar la caída de los ingresos regulados.

Además, tenemos que señalar la cada vez mayor cuota de mercado de las energías renovables debido a su proliferación, lo que es negativo para el sector gasista, aunque también constituye un elemento positivo al requerir de un sistema de soporte (*back-up*) que suele proporcionarlo las centrales de ciclo combinado de gas.

Asimismo, el Grupo ha visto como una de las posibles inversiones en España, la planta regasificadora de Granadilla (Tenerife) a través de Gascan, está teniendo dificultades para obtener todos los permisos y autorizaciones para su puesta en marcha, por lo que no se espera la misma hasta el ejercicio 2021, lo que la sitúa fuera de las estimaciones de este informe.

En lo que se refiere a las inversiones en el extranjero, indicar que estimamos también que ENG obtenga toda o parte de la indemnización que reclama (\$ 511 millones) por su inversión realizada en Gasoducto Sur Peruano (GSP) e, incluso, no nos sorprendería que cuando el Gobierno del país andino vuelva a licitar la gestión del activo, ENG vuelva a pujar por el mismo. Sin embargo, dado que el nuevo Gobierno de Perú acaba de ser elegido recientemente, no creemos que adopte ningún tipo de resolución rápida al conflicto, por lo que intentará alargar el pago de una compensación más allá del año 2021, que es el plazo máximo que ENG considera para conseguir una compensación

Por otra parte, incluimos en el ejercicio 2020 el comienzo de las operaciones del gasoducto Trans Adriatic Pipeline (TAP), en línea con el objetivo establecido por el consorcio que construye el activo, lo que permitirá a la Compañía suavizar su caída de ingresos y facilitar el crecimiento de sus márgenes operativos. La cifra de inversión final de ENG en el activo ascenderá aproximadamente a EUR 270 millones.

Enagás (ENG), Mayo 2018

Por último, volvemos a destacar que dado el volumen de flujos de caja que genera ENG y la falta de oportunidades de inversión que encajen dentro de los parámetros de rentabilidad del Grupo, la Compañía dispone de unos EUR 400 millones para invertir, y que prevé destinar a 1 o 2 activos cuando surja la oportunidad. Al no disponer de información acerca de cuándo y cómo va a llevar a cabo dichas inversiones, no las consideramos en este informe, aunque somos conscientes de que, en caso de surgir nuevas inversiones, ENG dispone de capacidad para acometerlas y tendremos que ajustar nuestras estimaciones de resultados.

Una vez establecidas todas estas hipótesis, pasamos a continuación a desglosar nuestras estimaciones para el periodo de estudio 2018-2020.

Así, hemos previsto que ENG alcance una cifra de **ingresos totales** de EUR 1.323,05 millones al cierre de 2018, lo que supondrá una caída del 4,4% con respecto al importe alcanzado en 2017. Desglosando por tipo de ingresos, los ingresos regulados se elevarán hasta los EUR 1.082,89 millones, una cifra inferior en un 6,0% en tasa interanual, mientras que los otros ingresos no regulados aumentarán un 4,0% en el año, hasta los EUR 216,48 millones, y otros ingresos de explotación se reducirán un 3,0%, hasta los EUR 23,67 millones.

Posteriormente, creemos que la cifra de ingresos totales se estabilizará, con una caída del 0,2% en 2019 respecto a 2018 y aumentarán el 0,6% en 2020 con respecto a 2019. Una vez más, desglosando por líneas de ingresos, estimamos que los ingresos no regulados limiten su caída en el periodo 2019-2020, cerrando 2020 en EUR 1.066,7 millones, mientras que los ingresos no regulados crecerán un 4,66% tacc entre 2017 y en 2020. La partida de otros ingresos de explotación reducirá su importe a razón de un 3,0% anual.

Asimismo, hemos calculado que los gastos de explotación se reduzcan en el periodo 2018-2019 para posteriormente aumentar en 2019 - 2020, hasta cerrar en EUR 388,58 millones, un nivel superior al registrado en 2017. Por otra parte, tenemos que destacar que el resultado procedente de participadas, que la Compañía contabilizaba con anterioridad como un ingreso extraordinario no recurrente, pasa desde este ejercicio 2018 a considerarse como un ingreso más de explotación, por lo que se incluye dentro del **cash flow de explotación (EBITDA)**.

Elo conlleva que esta magnitud (EBITDA), incremente en 2018 un 5,1% su importe respecto al de 2017, hasta los EUR 1.065,15 millones y sitúe el mismo en el 80,5% de los ingresos totales (un incremento sustancial respecto al 73,2% de 2017). Posteriormente, el EBITDA caerá ligeramente en 2019 (-3,0% interanual) y volverá a aumentar en 2020 un 3,9%, gracias a la incorporación de los ingresos procedentes de la puesta en marcha del gasoducto TAP, hasta cerrar ese ejercicio en EUR 1.074,05 millones (80,9% de los ingresos totales).

En lo que se refiere a las inversiones, hemos rebajado las mismas de forma significativa respecto a las realizadas en 2017 (EUR 328,5 millones), y creemos que el importe anual que ENG destinará a inversiones se situará entre EUR 175 – 275 millones en este periodo.

El beneficio **neto de explotación (EBIT)**, por su lado, también se verá beneficiado por el cambio contable de los resultados de participadas, y alcanzará en 2018 los EUR 757,0 millones, un 57,2% de la cifra de ingresos totales. En 2019 estimamos que se reduzca respecto al del ejercicio anterior (-3,2%) y cerrará 2020 en EUR 770,98 millones, cifra un 5,3% superior al importe del ejercicio precedente (58,1% de los ingresos totales).

Tras la aplicación de un resultado financiero negativo que se situará en torno a los EUR 140 millones (incluyendo la deuda de GNL Quintero), y tras la aplicación de una tasa impositiva de un 23% en todo el periodo de estudio, estimamos que el Grupo obtenga un **beneficio neto atribuible** de EUR 451,26 millones en 2018, lo que supone una contracción del 8,1% con respecto al de 2017. Posteriormente, en 2019, la caída será del 5,7% interanual, mientras que en 2020 prevemos que esta magnitud vuelva a crecer, un 6,5% interanual, hasta los EUR 453,02 millones.

ESTIMACIONES RESULTADOS ENAGÁS (2017-2020E)

| EUR millones | 2017 | 2018E | 2019E | 2020E | tacc 20/17 |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------|
| Ingresos regulados | 1.152,02 | 1.082,89 | 1.072,07 | 1.066,70 | -2,53% |
| Ingresos no regulados | 208,16 | 216,48 | 225,14 | 238,65 | 4,66% |
| Otros ingresos de explotación | 24,40 | 23,67 | 22,96 | 22,27 | -3,00% |
| Ingresos Totales | 1.384,57 | 1.323,05 | 1.320,17 | 1.327,63 | -1,39% |
| Gastos de Explotación | -371,46 | -347,89 | -376,62 | -388,58 | 1,51% |
| Resultado de participadas | 0,00 | 90,00 | 90,00 | 135,00 | - |
| EBITDA | 1.013,12 | 1.065,15 | 1.033,55 | 1.074,05 | 1,97% |
| <i>Margen EBITDA / Ingresos totales</i> | <i>73,2%</i> | <i>80,5%</i> | <i>78,3%</i> | <i>80,9%</i> | - |
| Amortizaciones | -319,09 | -303,65 | -301,09 | -303,07 | -1,70% |
| Pérdidas proc. Inmovilizado | -34,81 | -4,50 | 0,00 | 0,00 | - |
| EBIT | 659,21 | 757,00 | 732,46 | 770,98 | 5,36% |
| <i>Margen EBIT / Ingresos totales</i> | <i>47,6%</i> | <i>57,2%</i> | <i>55,5%</i> | <i>58,1%</i> | - |
| Resultado no recurrente | 72,86 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| Resultado Financero | -83,80 | -144,98 | -149,95 | -143,69 | 19,69% |
| Beneficio antes Impuestos (BAI) | 631,17 | 612,03 | 582,50 | 627,30 | -0,20% |
| Beneficio Atribuible | 490,84 | 451,26 | 425,53 | 453,02 | -2,64% |
| Inversiones | 328,50 | 175,00 | 200,00 | 275,00 | - |

Fuente: Estimaciones propias.

Con estos resultados las rentabilidades en términos de fondos propios medios (ROE) se reducirá desde el 18,0% de 2017 hasta cerrar 2020 en el 17,4%, mientras que en términos de recursos empleados medios (ROCE) se mantendrán estables en 2018 y 2019 en el 7,7% - 7,6% y aumentarán ligeramente en 2020 hasta el 8,2%, todo ello siempre en función de nuestras estimaciones y sin tener en cuenta nuevas inversiones no contempladas en las mismas.

Señalar, además, que en todos los años proyectados la Compañía volverá a ser capaz de crear valor para el accionista en términos de *Economic Value Added (EVA)* –el EBIT ajustado a impuestos o NOPLAT logrado por el Grupo en el ejercicio, siempre según nuestras estimaciones, supera al coste de oportunidad del capital invertido, medido en términos de fondos propios y deuda bruta, cifra a la que se aplica el WACC.

HEMOS VALORADO ENAGÁS POR TRES MÉTODOS DE VALORACIÓN, ALCANZANDO UNA VALORACIÓN MEDIA DE EUR 28,33 POR ACCIÓN. A PRECIOS ACTUALES, ELLO SUPONE QUE LA ACCIÓN COTIZA CON UN POTENCIAL DE REVALORIZACIÓN DEL 17,1%

Como en anteriores informes, hemos valorado ENG por tres métodos diferentes de valoración: i) método de descuentos de flujos de caja ajustados a impuestos, ii) método de multiplicadores relativos a los que cotiza un grupo de referencia de compañías energéticas comparables, y iii) método de descuento del valor actual de los dividendos medios futuros.

Método de descuentos de flujos de caja (DFC)

Este método consiste en la aplicación de un modelo de descuento de flujos de caja (DFC) generados por la Compañía ajustados a impuestos (en el Anexo 3 se recogen los parámetros que se han empleado en este modelo). Las hipótesis que hemos aplicado se han enumerado a lo largo de este informe.

Enagás (ENG), Mayo 2018

Así, hemos alcanzado una valoración de EUR 6.990,58 millones, equivalente a EUR 29,28 por acción. A precios actuales, la valoración alcanzada supone que la acción cotiza con un potencial de revalorización del 21,0%.

Método de múltiplos relativos

El segundo método de valoración aplicado consiste en la valoración del Grupo comparando una serie de múltiplos bursátiles estimados para el ejercicio actual 2018 para un grupo de referencia compuesto por los principales competidores europeos del negocio de gestión gasista.

Hemos usado como multiplicadores el PER, Price/Book Value, EV/EBITDA y Rentabilidad por dividendo estimados para 2018, que creemos son los que mejor recogen el nivel precios en función de la capacidad para generar beneficios en el desempeño de su actividad. Así, hemos alcanzado una valoración de EUR 6.524,15 millones, que equivalen a EUR 27,33 por acción. A precios actuales, ello supone que la acción de ENG cotiza con un potencial de revalorización del 13,0%.

Cuadro n. 4

VALORACIÓN ENAGÁS POR RELATIVOS

| Compañía | Precio (08/05/2018) | Capitalización (EUR millones) | P/E 2018 | Price / Book Value 2018 | EV / EBITDA | Rentabilidad por dividendo 2018 |
|------------------------|------------------------|----------------------------------|----------|----------------------------|----------------|------------------------------------|
| National Grid plc | 9,60 | 32.224 | 14,9 x | 1,6 x | 10,8 x | 5,61% |
| Red Electrica Corp. SA | 17,38 | 9.401 | 13,4 x | 2,8 x | 9,2 x | 5,64% |
| Snam S.p.A. | 3,93 | 13.637 | 13,9 x | 2,1 x | 12,2 x | 5,60% |
| Terna S.p.A. | 4,99 | 10.028 | 14,7 x | 2,5 x | 11,3 x | 4,67% |
| | | Mediana | 14,3 x | 2,3 x | 11,0 x | 5,60% |
| | | Valoración | 26,99 | 25,79 | 29,21 | 27,32 |
| | | Media de Valoración | | | | 27,33 |

Fuente: FactSet. Elaboración propia.

Método de descuento de dividendos medios (DDM)

Por último, hemos valorado el Grupo en función del valor actual de los dividendos medios futuros esperados. De acuerdo a los mismos, a una tasa de coste de los fondos propios del 6,37% y una tasa de crecimiento g a perpetuidad del 1%, la valoración por este método de ENG alcanzó los EUR 6.772,35 millones, equivalente a EUR 28,37 por acción. Ello supone que, a precios actuales, la acción de ENG cotiza con un potencial de revalorización del 17,3%.

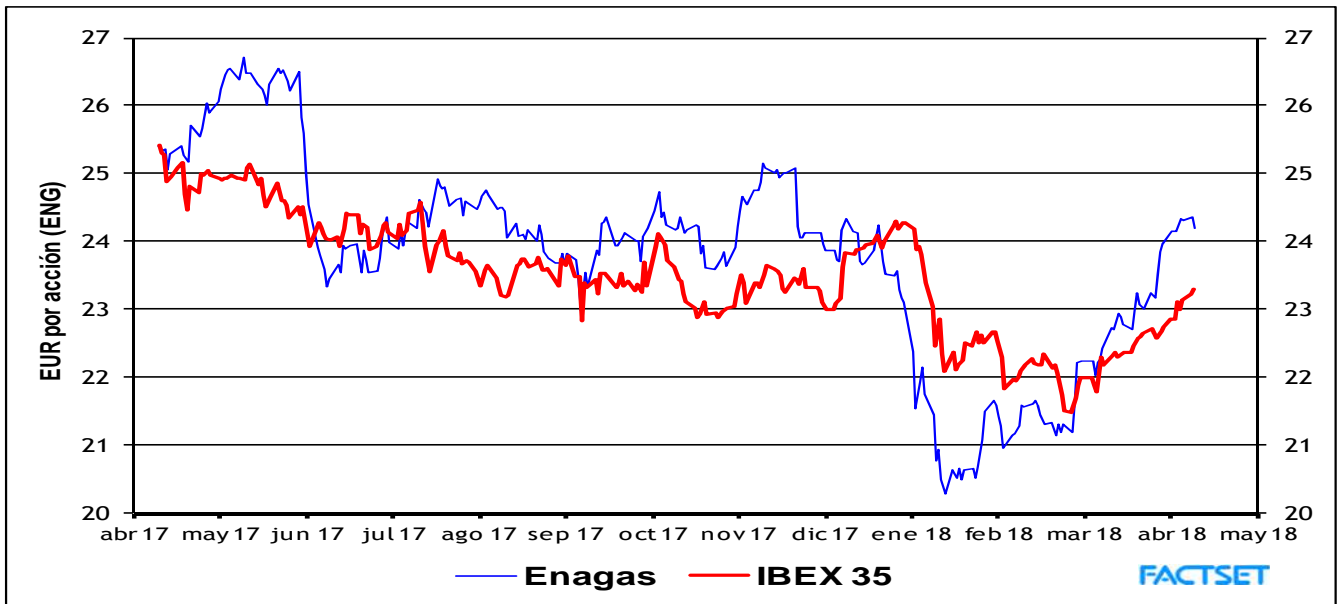
La media aritmética de los tres métodos arroja una valoración de EUR 6.762,36 millones, lo que equivale a un precio por acción de EUR 28,33 por acción. A precios actuales, ello dota de un potencial de revalorización a la acción del 17,1%.

Evolución Bursátil

ENG cotiza en el índice selectivo Ibex-35 desde su salida a Bolsa en 2002, además de en el índice general de la Bolsa de Madrid (IGBM), en el sector de Electricidad y Gas, subsector Petróleo y Energía. Su frecuencia de cotización es del 100%, con un volumen diario actual de 1.505.520 títulos, equivalente a EUR 35,84 millones. En lo que se refiere a su accionariado, en la actualidad mantiene un *free-float* muy elevado, del 95%, con una participación del 5% de la sociedad pública industrial SEPI.

Enagás (ENG), Mayo 2018

El Grupo ha tenido tradicionalmente una correlación histórica con el índice selectivo Ibex-35. Como se puede apreciar en el Gráfico n. 1, aún mantiene una alta correlación, aunque su evolución en los últimos 12 meses ha sido ligeramente mejor que la del índice (-4,8% vs -8,4% del Ibex-35), principalmente en los primeros meses de 2018.

Gráfico n. 1
EVOLUCIÓN COTIZACIÓN ENAGÁS vs IBEX-35 (12 meses)


Fuente: FactSet.

LA DIVERSIFICACIÓN DEL NEGOCIO EXTERIOR DE ENAGÁS ESTÁ PERMITIENDO COMPENSAR LA CAÍDA DE INGRESOS REGULADOS EN ESPAÑA. TRAS AJUSTAR NUESTRAS ESTIMACIONES, MANTENEMOS NUESTRA RECOMENDACIÓN DE ACUMULAR

ENG es el Gestor Técnico del Sistema gasista español (*Transmission System Operator* o *TSO*) y un referente internacional en el desarrollo y mantenimiento de infraestructuras gasistas y en la operación y gestión de redes complejas. Está certificada como TSO independiente desde 2012 y desarrolla su actividad en ocho países.

En España, ENG es el principal transportista de gas natural y cuenta con cerca de 12.000 Km. de gasoductos, tres almacenamientos subterráneos y cuatro plantas de regasificación. Además, el Grupo está presente en Latinoamérica (México, Chile y Perú) y en Europa (Suecia, Italia, Grecia y Albania).

Tenemos que señalar que esa expansión de su negocio al exterior se ha producido en los últimos ejercicios, ante la falta de posibles inversiones en activos del mercado doméstico. Así, de acuerdo a la información pública actual en los próximos ejercicios ENG solo tiene previsto invertir en España la planta regasificadora de Granadilla (Tenerife), un proyecto que verá retrasada su puesta en marcha hasta más allá de 2021, debido al retraso en la obtención de las autorizaciones correspondientes.

En este contexto, hemos analizado en este informe la evolución de las distintas inversiones de ENG, incluyendo el estado actual de la reclamación de la inversión de \$ 511 millones en Gasoducto Sur Peruano (GSP), cuyo

Enagás (ENG), Mayo 2018

proceso de arbitraje inició el Grupo en diciembre para mantener sus derechos; la puesta en marcha en 2020 del gasoducto TAP que conecta Turquía con Italia; y la reciente adquisición en consorcio de DESFA, el gestor del sistema gasista de Grecia.

Sin embargo, de cara a las inversiones futuras, la propia ENG señaló en su presentación de resultados que no se precipitará al escoger inversiones y que dispone de EUR 400 millones para invertir en uno o dos activos, aunque para ello deben de encajar dentro de los estrictos parámetros de rentabilidad del Grupo.

Además, debemos destacar que, al operar en España en un mercado regulado, la Compañía está sometida a la incertidumbre regulatoria, algo que se vio agravado desde 2014 por los desequilibrios entre ingresos y gastos del sector y que dieron lugar a la aparición del déficit del sector gasista, si bien de un tamaño significativamente inferior al déficit del sector eléctrico. La normativa implementada por el Ministerio de Energía a partir de 2014 se enfocó en la eliminación de dicho déficit, y los datos de los últimos meses arrojan superávit en las cuentas del sector gasista que, de continuar con su evolución positiva, permitirán eliminar del todo el déficit del sector antes de lo inicialmente previsto, que era en 2029.

Así, el reciente anuncio por parte del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, Álvaro Nadal, de revisar a la baja la retribución del sector energético por un importe de EUR 250 millones se limitará a un máximo de EUR 50 millones para todo el sector gasista. Creemos que el anuncio de una nueva normativa, cuya implementación llevará varios meses, puede penalizar la cotización de las compañías de todo el sector hasta que se concrete la misma, aunque no esperamos que tenga un impacto significativo en los resultados futuros de ENG. En dicho contexto, hemos actualizado nuestras estimaciones de resultados futuros de la Compañía. En los mismos, constatamos que se mantendrá la tendencia de la caída de los ingresos regulados (tacc: -2,53%) debido a la menor base de activos, aunque se compensarán con los ingresos no regulados (tacc: +4,66%) y, en términos de explotación, con los resultados procedentes de las sociedades participadas en el exterior.

Asimismo, hemos valorado ENG de acuerdo a tres métodos diferentes: i) descuentos de flujos de caja futuros ajustados a impuestos o DFC, ii) múltiplos relativos a los que cotiza un grupo de empresas de referencia que operan en el mismo sector, y iii) descuentos de dividendos futuros medios o DDM. La media aritmética de los tres métodos arrojó una valoración de EUR 6.762,36 millones, equivalente a EUR 28,33 por acción. A precios actuales, ello dota de un potencial de revalorización a la acción del Grupo del 17,1%.

Seguimos considerando a la Compañía como una de las empresas de servicio público (*utilities*) cotizadas en la Bolsa española más atractivas como inversión, dado que al potencial de revalorización que hemos calculado se suma su elevada rentabilidad por dividendo anual, superior al 6%. Destacar, además, que, a falta de concretar inversiones, el Grupo está utilizando parcialmente su generación de flujos de caja en reducir su endeudamiento, mejorando su estructura financiera. Por todo ello, reiteramos nuestra recomendación de **ACUMULAR** el valor en cartera, aprovechando cualquier recorte en su cotización para tomar posiciones en el mismo.

Enagás (ENG), Mayo 2018
ANEXO n. 1
PRINCIPALES RATIOS ECONÓMICO-FINANCIEROS
 (Evolución 2010/2017; Proyecciones 2018/2020)

| | 2020E | 2019E | 2018E | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|
| RATIOS DE LIQUIDEZ A CORTO PLAZO | | | | | | | | | | | |
| . Ratio de solvencia (acir/pcir) | 1,12 | 1,11 | 2,30 | 2,50 | 0,94 | 1,06 | 0,90 | 1,43 | 2,42 | 1,01 | 1,47 |
| . Activo disponible (ef+real)/pcirc | 1,09 | 1,08 | 2,23 | 2,44 | 0,92 | 1,02 | 0,88 | 1,41 | 2,41 | 1,00 | 1,45 |
| . Fondo de maniobra (EUR millones) | 127,04 | 118,17 | 642,95 | 687,12 | -81,26 | 35,93 | -119,84 | 313,70 | 1.237,13 | 17,08 | 513,88 |
| ESTRUCTURA DE CAPITAL/SOLVENCIA A LARGO PLAZO | | | | | | | | | | | |
| . F.Propios / pasivo total | 0,27 | 0,27 | 0,28 | 0,27 | 0,26 | 0,30 | 0,29 | 0,30 | 0,25 | 0,24 | 0,25 |
| . F.Propios / pasivo lp | 0,49 | 0,47 | 0,44 | 0,42 | 0,44 | 0,49 | 0,52 | 0,51 | 0,39 | 0,48 | 0,43 |
| . F.Propios / activo fijo | 0,38 | 0,36 | 0,37 | 0,35 | 0,31 | 0,34 | 0,34 | 0,36 | 0,34 | 0,33 | 0,33 |
| . Fondos accionista / activo fijo | 0,31 | 0,30 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,34 | 0,34 | 0,35 | 0,34 | 0,33 | 0,33 |
| . Recursos permanentes / activo fijo | 0,96 | 0,97 | 1,04 | 1,06 | 1,01 | 1,03 | 1,00 | 1,08 | 1,24 | 1,02 | 1,10 |
| . Recursos ajenos / activo total | 0,68 | 0,70 | 0,70 | 0,71 | 0,75 | 0,71 | 0,73 | 0,72 | 0,77 | 0,77 | 0,75 |
| . Deuda neta / fondos accionista | 158% | 168% | 179% | 197% | 175% | 177% | 184% | 173% | 180% | 185% | 183% |
| . EBIT / gastos financieros brutos | 3,25 | 2,99 | 3,11 | 3,54 | 5,04 | 5,55 | 4,67 | 5,22 | 5,57 | 5,90 | 6,78 |
| . Gastos financieros brutos / ingresos ajustados | 10,8% | 11,4% | 11,0% | 6,1% | 8,8% | 7,7% | 9,3% | 7,9% | 6,1% | 5,7% | 5,9% |
| . EBITDA / gastos financieros netos | 7,47 | 6,89 | 7,35 | 12,09 | 8,26 | 9,61 | 8,22 | 9,94 | 12,79 | 13,3 | 13,34 |
| . Deuda neta / EBITDA | 4,11 | 4,42 | 4,49 | 5,00 | 4,84 | 4,67 | 4,39 | 3,69 | 3,85 | 3,97 | 4,07 |
| . Endeudamiento neto (EUR millones) | 4.419,0 | 4.569,9 | 4.787,5 | 5.060,9 | 4.272,5 | 4.201,8 | 4.123,7 | 3.671,2 | 3.598,6 | 3.442,6 | 3.183,0 |
| RENDIMIENTO INVERSIÓN | | | | | | | | | | | |
| . ROA | 4,7% | 4,5% | 4,9% | 4,8% | 4,6% | 4,9% | 5,4% | 5,2% | 4,8% | 5,0% | 5,3% |
| . ROE | 17,4% | 16,5% | 17,9% | 18,0% | 16,5% | 16,7% | 18,4% | 19,0% | 19,5% | 20,2% | 20,0% |
| . ROCE | 8,2% | 7,6% | 7,7% | 7,2% | 7,1% | 6,8% | 7,9% | 8,2% | 7,9% | 8,0% | 8,0% |
| . Fondos propios / capital social | 783,4% | 765,4% | 750,3% | 722,0% | 6,6 | 6,5 | 6,2 | 5,9 | 5,6 | 5,2 | 4,9 |
| . BAII / fondos accionista (A) | 22,7% | 21,6% | 23,3% | 25,1% | 22,3% | 24,1% | 22,7% | 27,2% | 28,1% | 28,9% | 28,5% |
| . BAII / recursos permanentes (A1) | 8,8% | 8,2% | 8,5% | 7,8% | 8,0% | 8,6% | 9,0% | 9,4% | 9,4% | 10,1% | 9,9% |
| . A / A1 | 2,6 | 2,6 | 2,8 | 3,2 | 2,8 | 2,8 | 2,5 | 2,9 | 3,0 | 2,9 | 2,9 |
| RESULTADOS EXPLOTACIÓN | | | | | | | | | | | |
| . EBITDA / ingresos ajustados | 80,9% | 78,3% | 80,5% | 73,2% | 72,5% | 73,7% | 76,6% | 78,9% | 77,9% | 76,3% | 78,1% |
| . EBIT / ingresos ajustados | 58,1% | 55,5% | 57,2% | 47,6% | 50,1% | 49,3% | 48,0% | 51,5% | 51,6% | 51,5% | 53,1% |
| . BAII / ingresos ajustados | 58,1% | 55,5% | 57,2% | 52,9% | 44,2% | 45,6% | 40,4% | 44,4% | 45,3% | 45,8% | 47,2% |
| . Bº neto / ingresos ajustados | 47,2% | 44,1% | 46,3% | 45,6% | 34,3% | 33,8% | 33,1% | 32,0% | 31,7% | 32,1% | 33,3% |
| UTILIZACIÓN DEL ACTIVO | | | | | | | | | | | |
| . Ingresos totales / tesorería | 2,38 | 2,28 | 2,17 | 1,96 | 2,41 | 3,15 | 2,77 | 1,39 | 0,82 | 0,90 | 1,16 |
| . Ingresos totales / cuentas a cobrar | 2,39 | 2,50 | 2,70 | 2,91 | 2,70 | 2,68 | 2,09 | 1,95 | 2,08 | 2,49 | 2,76 |
| . Ingresos totales / existencias | 48,24 | 50,31 | 54,30 | 65,95 | 69,38 | 75,02 | 79,63 | 87,12 | 86,83 | 118,98 | 199,06 |
| . Ingresos totales / activo total | 0,13 | 13% | 14% | 15% | 14% | 16% | 17% | 17% | 15% | 16% | 16% |
| DATOS POR ACCIÓN | | | | | | | | | | | |
| . Beneficio neto por acción (Euro) | 1,90 | 1,78 | 1,89 | 2,06 | 1,75 | 1,73 | 1,70 | 1,69 | 1,59 | 1,53 | 1,40 |
| . Dividendo por acción (Euro) | 1,67 | 1,60 | 1,53 | 1,46 | 1,39 | 1,32 | 1,28 | 1,27 | 1,11 | 0,99 | 0,84 |
| . Cash-flow por acción (Euro) | 3,17 | 3,04 | 3,16 | 3,39 | 2,88 | 2,94 | 3,02 | 3,07 | 2,91 | 2,78 | 2,44 |
| . Valor contable por acción (Euro) | 11,75 | 11,48 | 11,26 | 10,83 | 9,94 | 9,71 | 9,29 | 8,87 | 8,44 | 7,82 | 7,28 |
| . Precio / valor contable (*) | 2,03 | 2,08 | 2,12 | 2,2 | 2,4 | 2,7 | 2,8 | 2,1 | 1,9 | 1,8 | 2,0 |
| RATIOS BURSÁTILES | | | | | | | | | | | |
| . Precio (EUR) (*) | 23,87 | 23,87 | 23,87 | 23,87 | 24,13 | 26,00 | 26,19 | 19,00 | 16,14 | 14,29 | 14,92 |
| . PER (*) | 12,6 | 13,4 | 12,6 | 11,6 | 13,8 | 15,0 | 15,4 | 11,2 | 10,2 | 9,4 | 10,7 |
| . Precio / cash-flow (*) | 7,5 | 7,8 | 7,5 | 7,0 | 8,4 | 8,8 | 8,7 | 6,2 | 5,5 | 5,1 | 6,1 |
| . Rentabilidad por dividendo (*) | 7,0% | 6,7% | 6,4% | 6,1% | 5,8% | 5,1% | 4,9% | 6,7% | 6,9% | 6,9% | 5,6% |
| . Pay-out | 88% | 90% | 81% | 71% | 80% | 76% | 75% | 75% | 70% | 65% | 60% |

(*) La cotización utilizada del ejercicio 2017 en adelante es la actual.
 Fuente: Memoria ENG. Estimaciones propias.

Enagás (ENG), Mayo 2018
ANEXO n. 2
CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS - Grupo Consolidado
 (Evolución 2010/2017; Proyecciones 2018/2020)

| EUR millones | 2020E | 2019E | 2018E | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Ingresos de actividades reguladas | 1.066,70 | 1.072,07 | 1.082,89 | 1.152,02 | 1.146,98 | 1.159,49 | 1.185,10 | 1.214,98 | 1.140,36 | 1.096,28 | 966,00 |
| Ingresos de actividades no reguladas | 238,65 | 225,14 | 216,48 | 208,16 | 41,02 | 36,87 | 21,09 | 18,00 | 39,70 | 22,16 | 15,74 |
| Otros ingresos operativos | 22,27 | 22,96 | 23,67 | 24,40 | 29,52 | 25,23 | 20,99 | 28,88 | 18,85 | 18,59 | 18,83 |
| INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AJUSTADOS | 1.327,63 | 1.320,17 | 1.323,05 | 1.384,57 | 1.217,52 | 1.221,60 | 1.227,18 | 1.261,86 | 1.198,91 | 1.137,03 | 1.000,57 |
| Gastos Explotación | (388,58) | (376,62) | (347,89) | (371,46) | (335,03) | (321,25) | (287,50) | (266,03) | (264,59) | (269,24) | (219,12) |
| Dividendo de participadas | 135,00 | 90,00 | 90,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| CASH-FLOW DE EXPLOTACIÓN (EBITDA) | 1.074,05 | 1.033,55 | 1.065,15 | 1.013,12 | 882,49 | 900,35 | 939,68 | 995,83 | 934,32 | 867,79 | 781,45 |
| Amortización inmovilizado | (303,07) | (301,09) | (303,65) | (319,09) | (271,52) | (289,79) | (314,90) | (328,97) | (315,88) | (299,60) | (249,90) |
| Pérdidas procedentes enajenación inmovilizado | 0,00 | 0,00 | (4,50) | (34,81) | (0,46) | (8,60) | (35,17) | (17,14) | 0,02 | 17,75 | (0,66) |
| BENEFICIO EXPLOTACIÓN (EBIT) | 770,98 | 732,46 | 757,00 | 659,21 | 610,52 | 601,96 | 589,62 | 649,73 | 618,46 | 585,95 | 530,89 |
| Rdos. financieros netos | (143,69) | (149,95) | (144,98) | (83,80) | (106,89) | (93,65) | (114,28) | (100,23) | (73,03) | (65,29) | (58,60) |
| BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS | 627,30 | 582,50 | 612,03 | 631,17 | 538,33 | 557,27 | 495,27 | 560,75 | 542,75 | 520,33 | 472,29 |
| Impuesto de sociedades | (144,28) | (133,98) | (140,77) | (126,09) | (120,16) | (143,59) | (87,63) | (156,49) | (163,22) | (155,69) | (138,81) |
| Minoritarios | (30,00) | (23,00) | (20,00) | (14,24) | (0,95) | (1,02) | (1,11) | (1,07) | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| BENEFICIO NETO | 453,02 | 425,53 | 451,26 | 490,84 | 417,22 | 412,66 | 406,53 | 403,18 | 379,52 | 364,64 | 333,48 |
| <i>EBITDA</i> | <i>1.074,05</i> | <i>1.033,55</i> | <i>1.065,15</i> | <i>1.013,12</i> | <i>882,49</i> | <i>900,35</i> | <i>939,68</i> | <i>995,83</i> | <i>934,32</i> | <i>867,79</i> | <i>781,45</i> |
| <i>EBIT</i> | <i>770,98</i> | <i>732,46</i> | <i>757,00</i> | <i>659,21</i> | <i>610,52</i> | <i>601,96</i> | <i>589,62</i> | <i>649,73</i> | <i>618,46</i> | <i>585,95</i> | <i>530,89</i> |
| <i>Cash-flow ejercicio</i> | <i>756,08</i> | <i>726,62</i> | <i>754,91</i> | <i>809,93</i> | <i>688,74</i> | <i>702,45</i> | <i>721,43</i> | <i>732,15</i> | <i>695,40</i> | <i>664,24</i> | <i>583,38</i> |

BALANCE DE SITUACIÓN - Grupo Consolidado
 (Evolución 2010/2017; Proyección 2018)

| EUR millones | 2018E | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 |
|------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 8.565,52 | 8.428,87 | 7.895,30 | 7.072,03 | 6.652,65 | 5.999,81 | 5.977,88 | 5.722,58 | 5.228,60 |
| ACTIVOS CORRIENTES | 1.138,28 | 1.143,77 | 1.286,97 | 679,89 | 1.059,21 | 1.043,69 | 2.105,56 | 1.994,82 | 1.600,53 |
| TOTAL ACTIVO | 9.703,79 | 9.572,64 | 9.182,27 | 7.751,92 | 7.711,86 | 7.043,50 | 8.083,44 | 7.717,40 | 6.829,14 |

| EUR millones | 2018E | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 |
|-------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| PATRIMONIO NETO | 3.133,00 | 2.941,28 | 2.462,94 | 2.391,57 | 2.260,32 | 2.139,38 | 2.004,78 | 1.861,60 | 1.736,25 |
| . Capital y prima emisión | 358,10 | 358,10 | 358,10 | 358,10 | 358,10 | 358,10 | 358,10 | 358,10 | 358,10 |
| . Reservas | 2.018,23 | 1.875,94 | 1.730,92 | 1.674,20 | 1.578,02 | 1.477,23 | 1.379,45 | 1.235,59 | 1.121,74 |
| . Dividendo a cuenta | (140,63) | (139,24) | (132,57) | (126,05) | (124,14) | (120,08) | (102,18) | (90,96) | (74,49) |
| . Beneficio sociedad dominante | 451,26 | 490,84 | 417,22 | 412,66 | 406,53 | 403,18 | 379,51 | 364,64 | 333,48 |
| . Ajustes por cambio valor | (13,33) | (13,33) | 74,56 | 58,23 | 27,56 | 7,04 | (10,09) | (5,78) | (2,59) |
| . Minoritarios | 459,37 | 368,97 | 14,70 | 14,44 | 14,25 | 13,91 | | | |
| PROVISIONES RIESGOS Y GASTOS | 192,68 | 178,40 | 184,37 | 167,02 | 163,34 | 169,70 | 175,39 | 91,56 | 34,35 |
| ACREEDORES LARGO PLAZO | 5.882,79 | 5.996,31 | 5.166,73 | 4.549,37 | 4.109,15 | 4.004,43 | 5.034,84 | 3.786,51 | 3.971,89 |
| ACREEDORES CORTO PLAZO | 495,32 | 456,64 | 1.368,24 | 643,96 | 1.179,05 | 729,99 | 868,43 | 1.977,74 | 1.086,65 |
| TOTAL PASIVO | 9.703,79 | 9.572,64 | 9.182,27 | 7.751,92 | 7.711,86 | 7.043,50 | 8.083,44 | 7.717,40 | 6.829,14 |
| Número acciones (millones) | 238,73 | 238,73 | 238,73 | 238,73 | 238,73 | 238,73 | 238,73 | 238,73 | 238,73 |

Fuente: Memoria y RRII ENG. Estimaciones propias.

ANEXO n. 3
CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO APLICADA AL MODELO

| WACC (Weighted Average Cost of Capital) | Recursos empleados | Proporción recursos empleados | Coste (*) oportunidad | Tasa impositiva | Coste después tasa imp. | Contribución a la actualización |
|--|-----------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| Fondos Propios 31/12/17 | 2.585,64 | 34% | 6,36% | -- | 6,36% | 2,15% |
| Deuda neta 31/12/17 (EUR millones) | 5.060,89 | 66% | 8,00% | 23,0% | 6,16% | 4,08% |
| Total | 7.646,53 | 100% | | | | 6,23% |

(*) Coste oportunidad: i) FFPP: Tir bono 10 años + prima riesgo; ii) Deuda neta: coste deuda + prima riesgo

VALORACIÓN DE LA COMPAÑÍA - PRINCIPALES PARÁMETROS APLICADOS

| | VAN inversiones | otras inversiones | Deuda bruta | Valor compañía |
|-----------------------------|--------------------|----------------------|-------------------|-------------------|
| DCF ajustado (EUR millones) | 862,67 | | | |
| Valor residual | 11.823,36 | | | |
| Total | 12.686,03 | 0,00 | (5.695,45) | 6.990,58 |
| Valoración por acción - EUR | | | | 29,28 |

| | |
|---------------------------|-------|
| Tir bono 10 años: | 1,31% |
| g (crecimiento perpetuo): | 1,00% |
| Prima mercado: | 5,87% |
| Beta: | 0,86 |
| Prima de riesgo: | 5,05% |
| PER Residual: | 19,1 |

CÁLCULO DEL CASH-FLOW DE EXPLOTACIÓN AJUSTADO A IMPUESTOS

(Evolución 2010/2017; Proyecciones 2018/2020)

| EUR millones | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018E | 2019E | 2020E |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Beneficio explotación (EBIT) | 530,89 | 585,95 | 618,46 | 649,73 | 589,62 | 601,96 | 610,52 | 659,21 | 757,00 | 732,46 | 770,98 |
| Impuestos imputables al EBIT | (156,03) | (175,22) | (185,19) | (184,46) | (107,85) | (167,72) | (144,01) | (142,83) | (174,11) | (168,46) | (177,33) |
| EBIT ajustado (NOPLAT) | 374,86 | 410,73 | 433,28 | 465,27 | 481,77 | 434,25 | 466,50 | 516,38 | 582,89 | 563,99 | 593,66 |
| Amortización | 249,90 | 299,60 | 315,88 | 328,97 | 314,90 | 289,79 | 271,52 | 319,09 | 303,65 | 301,09 | 303,07 |
| Otras partidas no dinerarias | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Cash-flow explotación ajustado | 624,76 | 710,33 | 749,15 | 794,24 | 796,67 | 724,03 | 738,02 | 835,48 | 886,54 | 865,08 | 896,72 |



Enagás (ENG), Mayo 2018

