

Junta General de Accionistas 2012



31 de mayo de 2012

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS
© REPSOL YPF S. A., 2012.



Esta presentación es propiedad exclusiva de Repsol YPF, S.A., “Repsol”, y su reproducción total o parcial está totalmente prohibida y queda amparada por la legislación vigente. Los contraventores serán perseguidos legalmente tanto en España como en el extranjero. El uso, copia, reproducción o venta de esta publicación, sólo podrá realizarse con autorización expresa y por escrito de Repsol.

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

Alguno de los recursos mencionados no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, gastos de capital, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos.

Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores y circunstancias identificadas en los documentos registrados por Repsol y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina, en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol y/o sus filiales. In consideración de lo anterior, las estimaciones o proyecciones de futuro incluidas en este documento podrían no cumplirse. Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.

La información incluida en este documento no ha sido verificada ni revisada por los auditores de cuentas externos de Repsol.

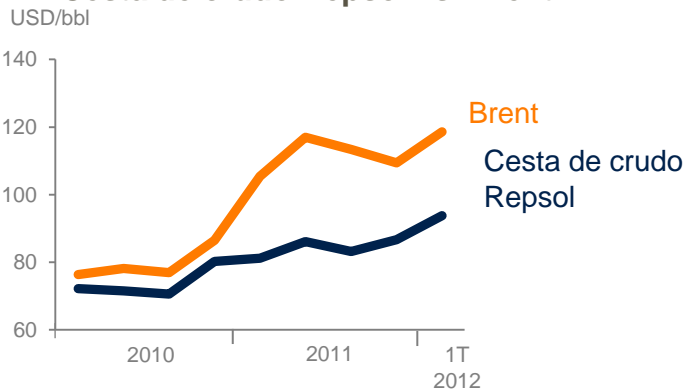
- Entorno
- Resultados 2011
- Resultados primer trimestre 2012
- Expropiación de YPF
- Plan Estratégico 2012-2016: Crecer desde nuestras fortalezas

Entorno

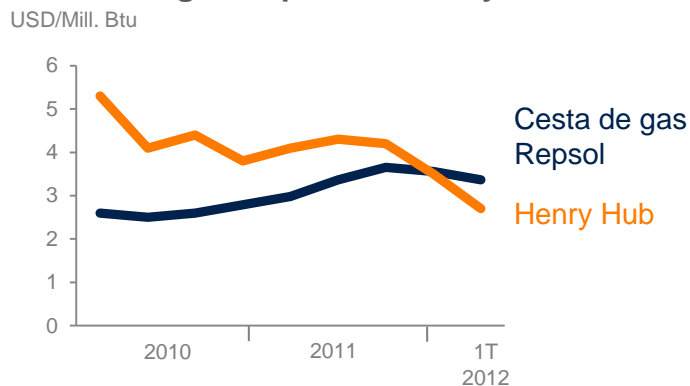


Entorno

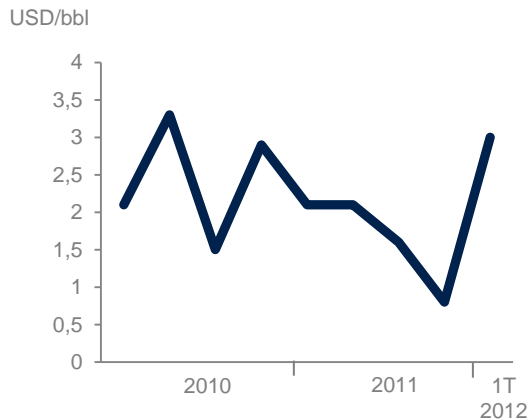
Cesta de crudo Repsol vs. Brent



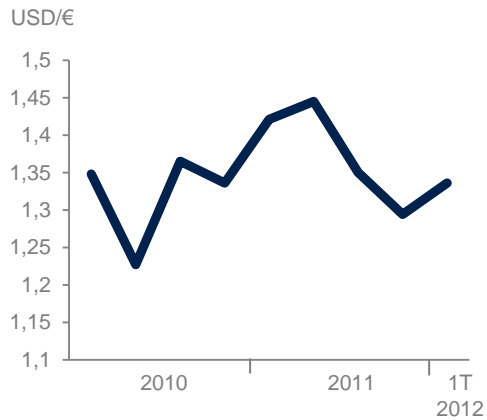
Cesta de gas Repsol vs. Henry Hub



Indicador margen de refino Repsol



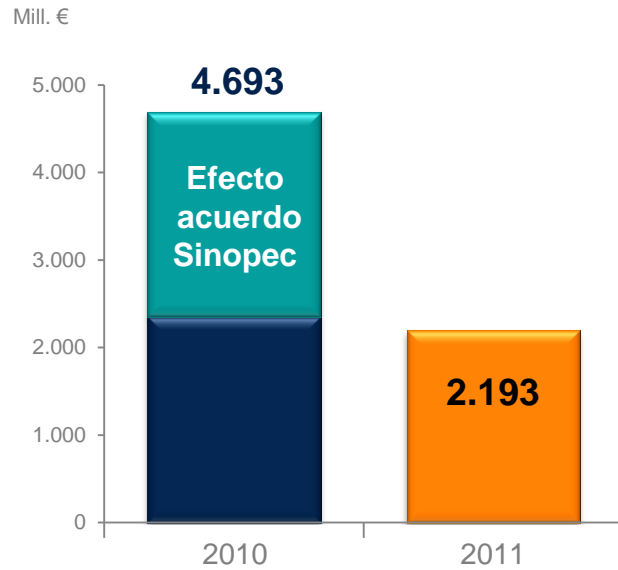
Tipo de cambio dólar/euro



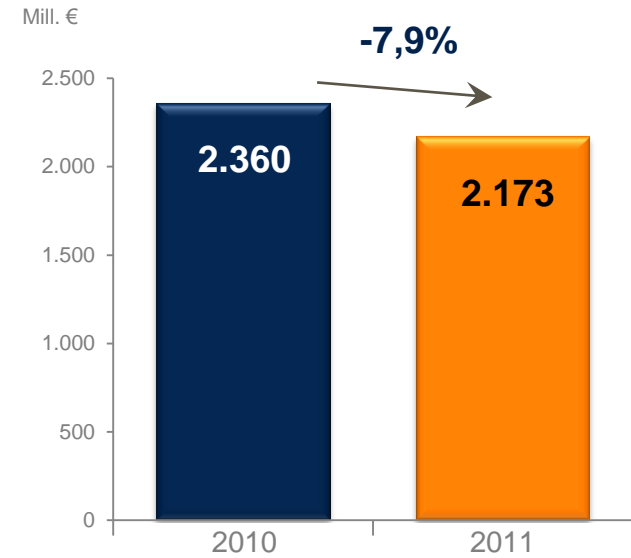
Resultados 2011



Beneficio neto

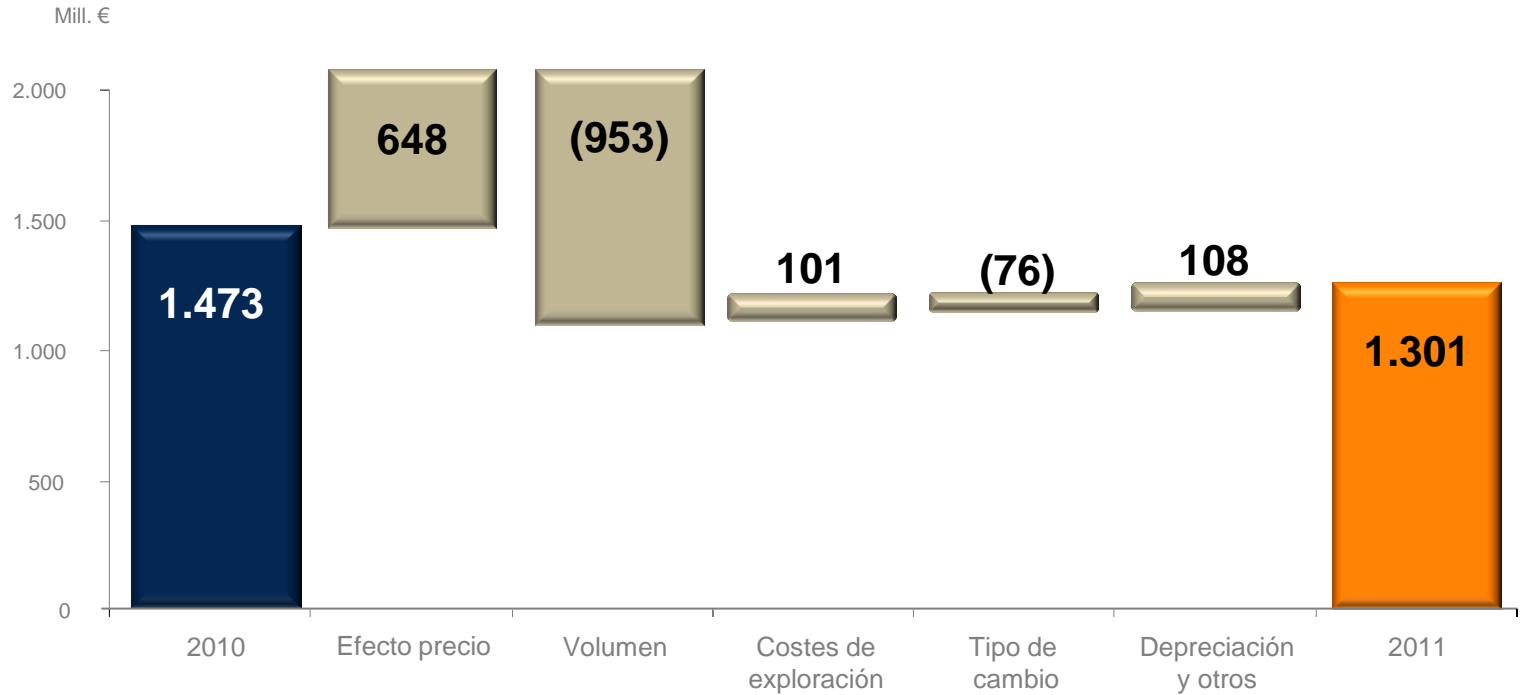


Beneficio neto recurrente

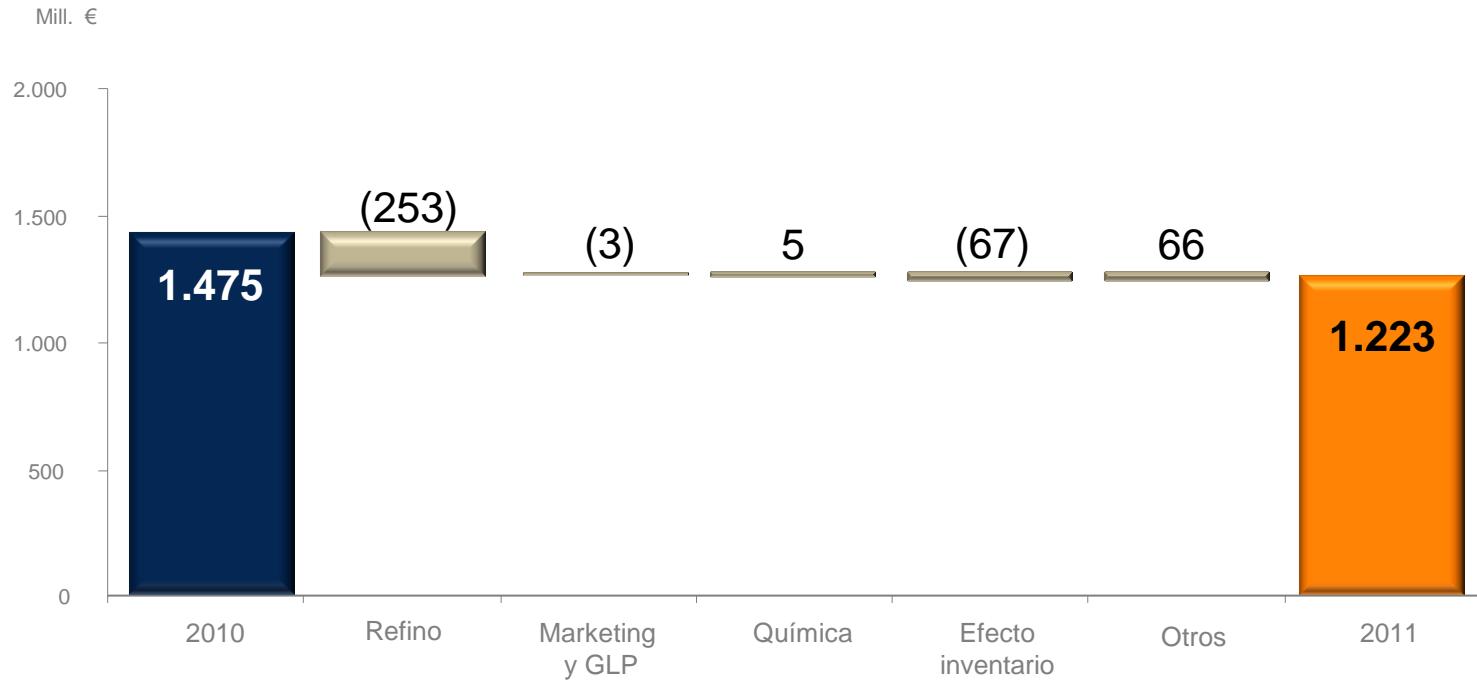


	2010	2011
Exploración y Producción recurrente	1.473	1.301
GNL recurrente	127	388
Downstream recurrente	1.475	1.223
YPF recurrente	1.625	1.352
GAS NATURAL FENOSA recurrente	849	821
Corporación y ajustes recurrente	(336)	(311)
Resultado de explotación recurrente	5.213	4.774
Resultado recurrente consolidado del periodo	2.624	2.564
Resultado recurrente atribuible a accionistas de la sociedad dominante	2.360	2.173
Resultado no recurrente después de impuestos	2.333	20
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	4.693	2.193

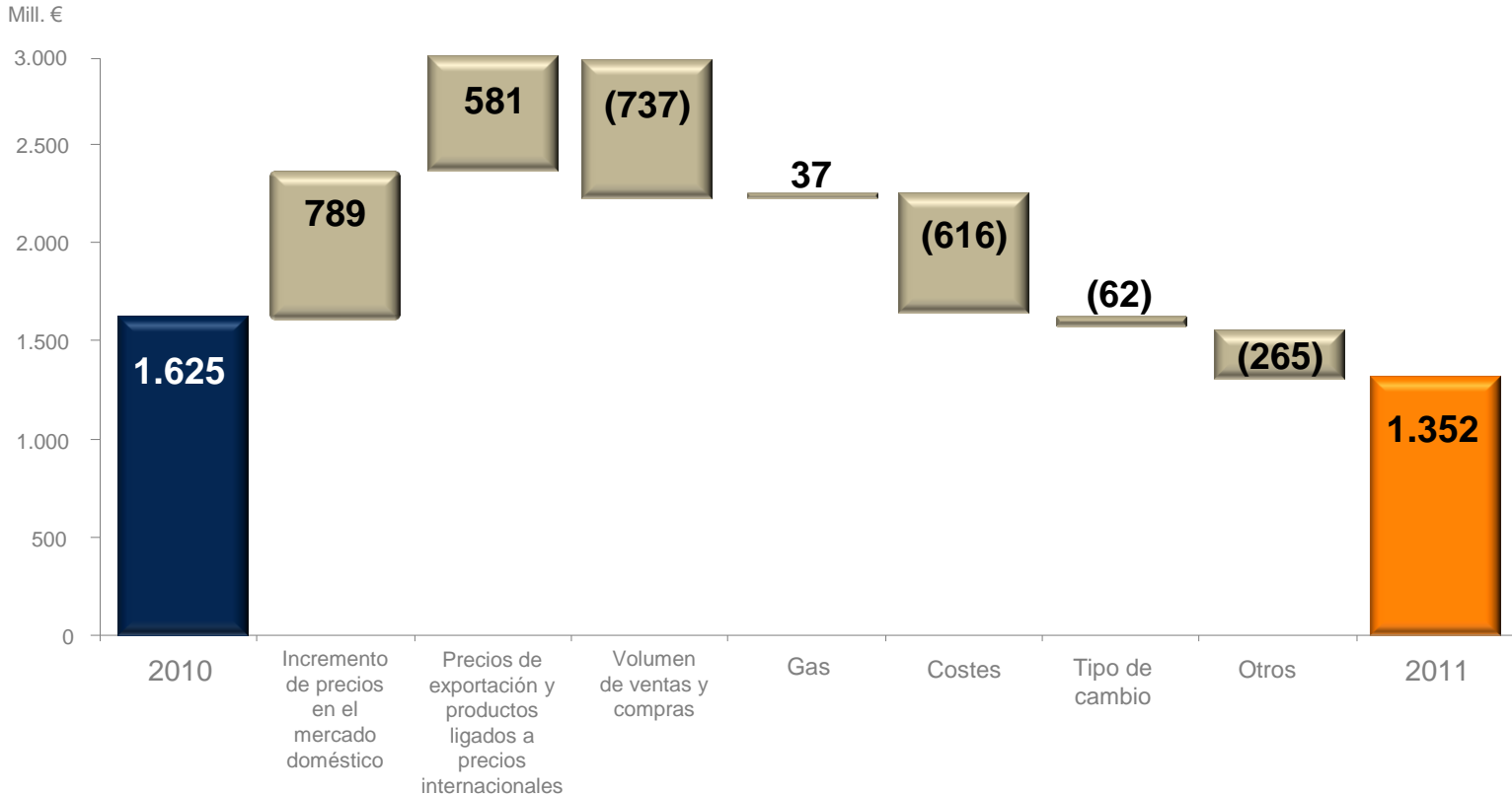
Resultado de explotación recurrente Upstream



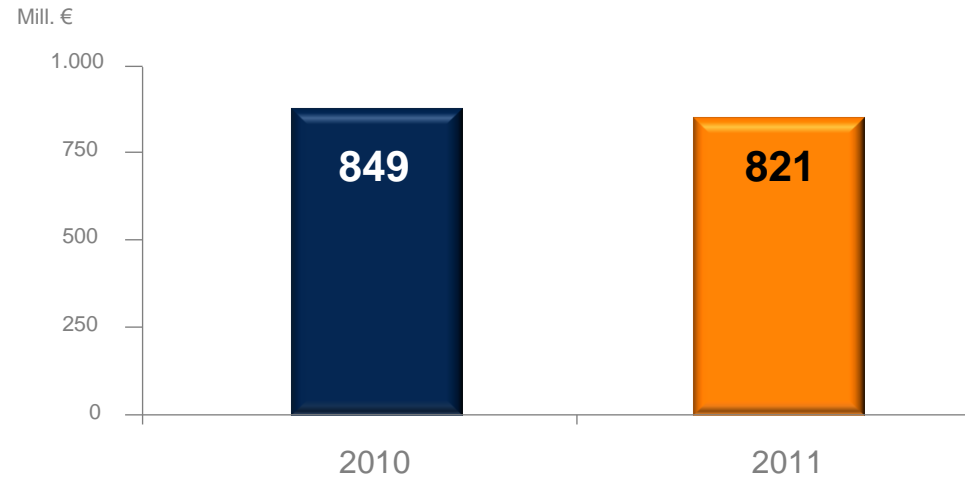
Resultado de explotación recurrente Downstream



Resultado de explotación recurrente YPF



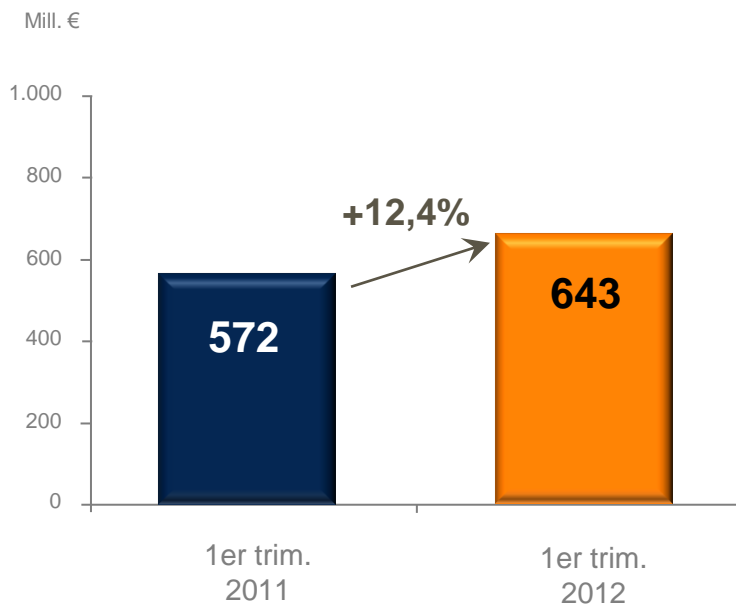
Resultado Gas Natural Fenosa recurrente



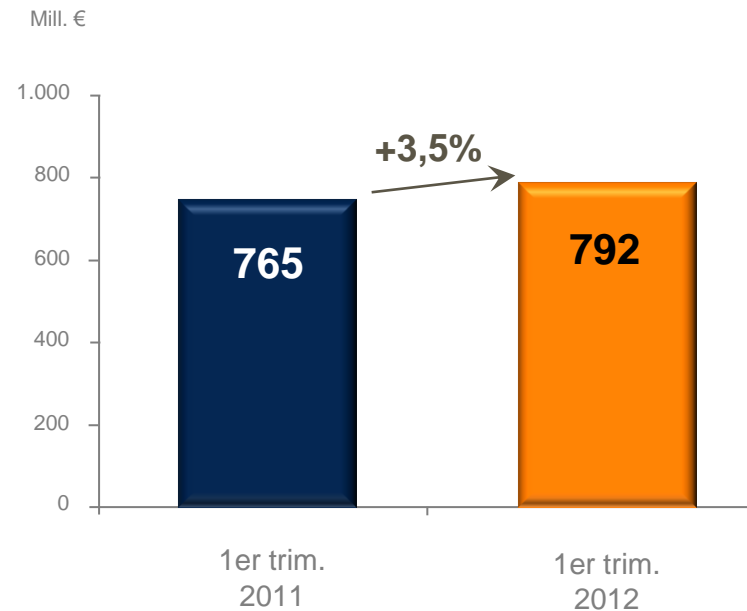
Resultados primer trimestre 2012



Beneficio neto (Ex-YPF)

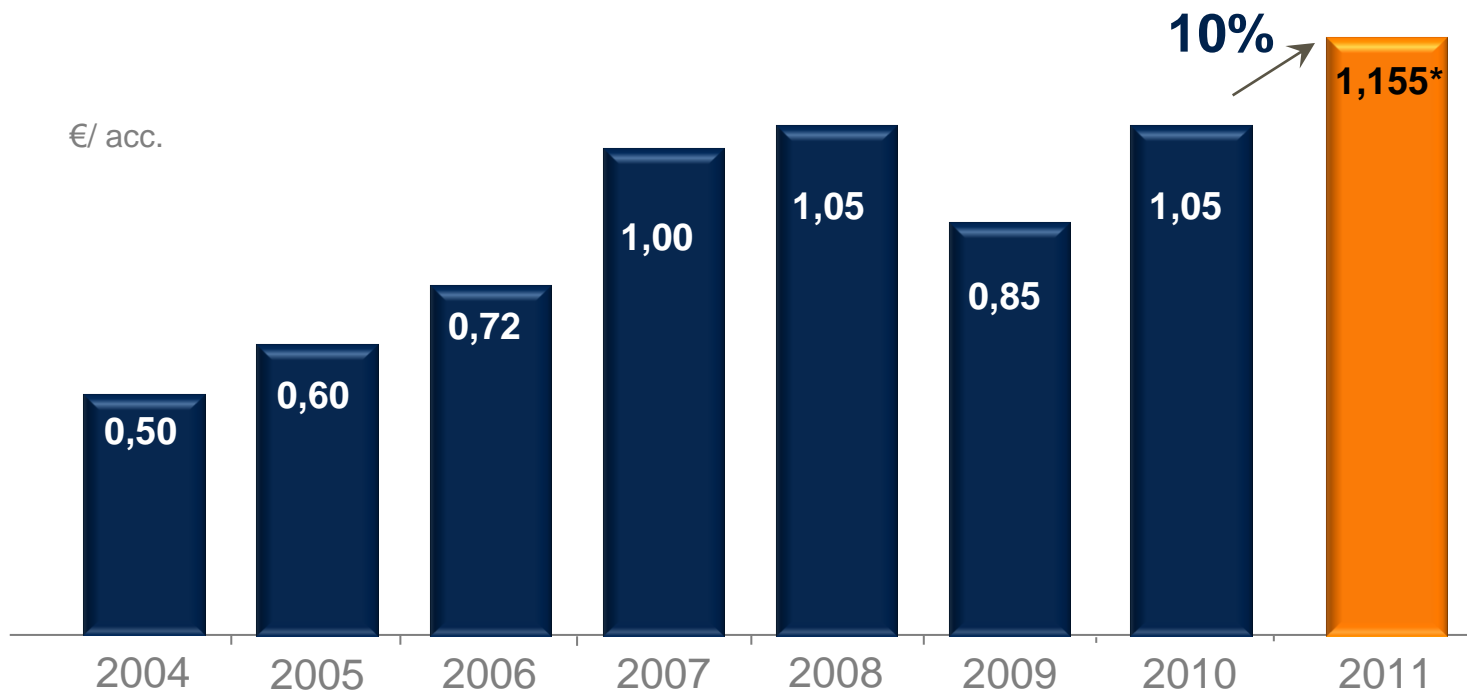


Beneficio neto (Con YPF)



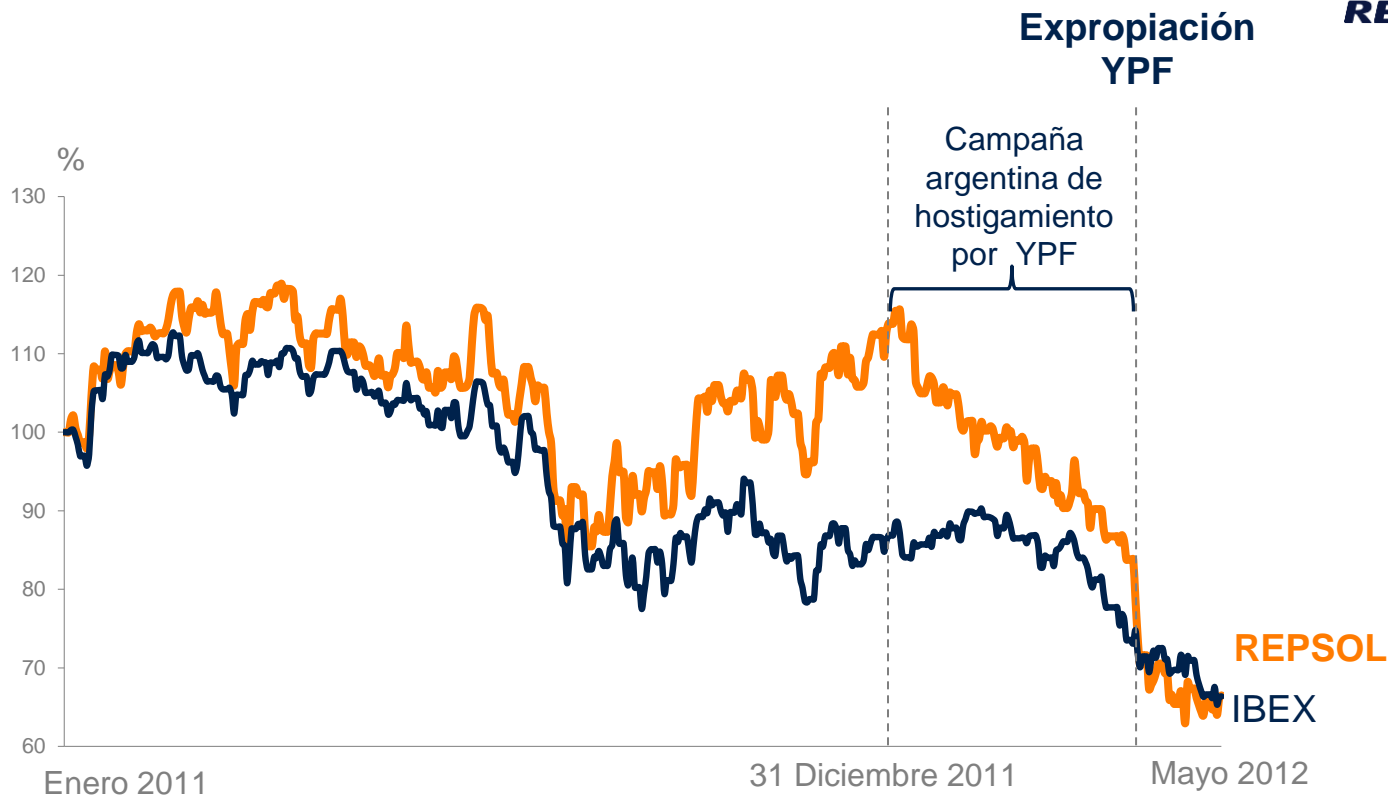
El beneficio neto, excluyendo YPF, aumenta un 12,4% hasta alcanzar los 643 millones de euros

Dividendo



(*) Considerando el dividendo bruto a cuenta de los resultados de 2011 de 0,5775 euros por acción, abonado el 10 de enero de 2012, y la ejecución del nuevo sistema de retribución para el accionista.

Evolución bursátil



Expropiación de YPF



Impacto financiero

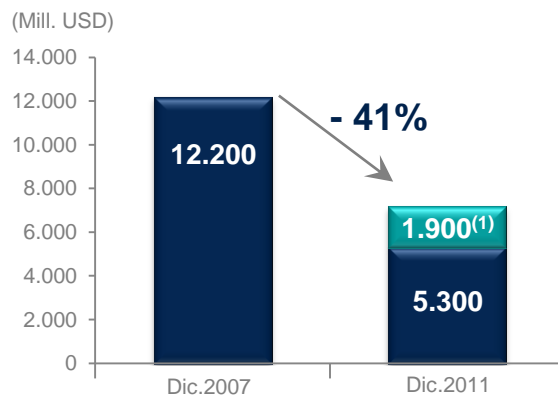
Mitigación de riesgos 2008-2011

Reducción de la exposición del Grupo a YPF

- Desinversión del 41,6% de YPF



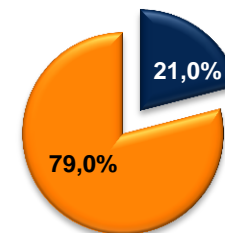
Exposición a YPF



Impacto financiero (2011)

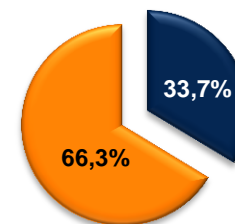
Beneficio neto

- 500 Mill.€
- 21,0%



Inversiones

- 2.200 Mill. €
- 33,7%



■ YPF ■ Repsol sin YPF

La expropiación ilícita de YPF no afecta a la capacidad de crecimiento de ninguno de los negocios fuera de Argentina

Crecer desde nuestras fortalezas

Plan Estratégico 2012-2016



Repsol: Una historia de transformación

Plan Estratégico 2012-2016: Crecer desde nuestras fortalezas

La estrategia de nuestros negocios: 2012-2016

Upstream

GNL

Downstream

Gas Natural Fenosa

Perspectivas financieras

Conclusiones

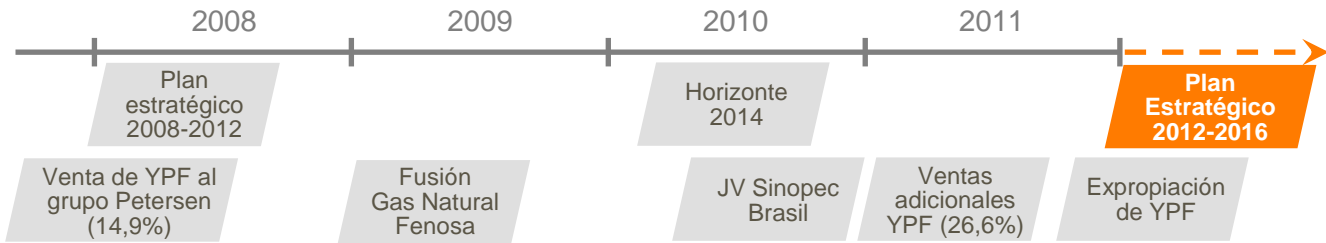
Repsol: Una historia de transformación



2008-2011: Un periodo de transformación



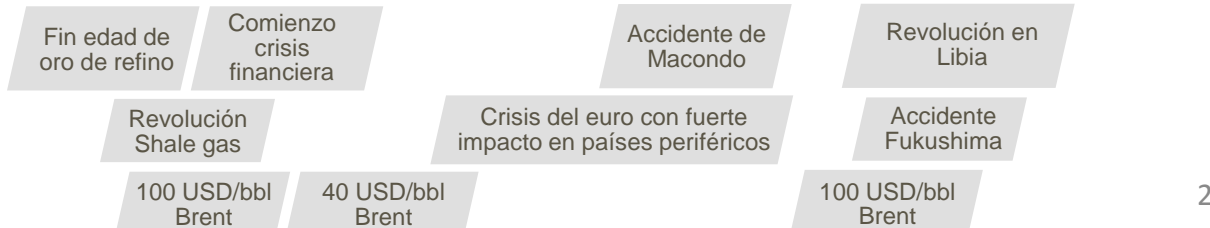
Hitos corporativos



Hitos en los negocios de Repsol



Hitos externos



Horizonte 2014: Cumplimiento de nuestros compromisos



Estado en
el 2º año del Plan

Área corporativa

Gestión de la cartera

Desinversión de la participación adicional en YPF y de los activos no rentables / no estratégicos para reequilibrar la cartera

Opciones para concretar el valor de nuestro balance a través de desinversiones selectivas



Upstream y GNL

Transformación del Upstream de Repsol en el motor de crecimiento del Grupo

Cumpliendo nuestros objetivos clave

- Crecimiento de la producción del 3-4% anual hasta 2014 y superior en 2019
- Alrededor del 90% del incremento de la producción hasta 2014 está basado en proyectos actualmente en desarrollo



Impulso de una actividad exploratoria exitosa

- Presencia en alguna de las áreas más atractivas de todo el mundo: Brasil y Golfo de México



Tasa de reposición de reservas Upstream para el periodo superior al 110%



Downstream

Elevado retorno del capital a través de una mayor capacidad de conversión y mejora en la competitividad de las instalaciones

Líder integrado en España

Conclusión de dos proyectos clave de crecimiento (Cartagena y Bilbao) a finales de 2011

- Repsol será una de las empresas europeas con mayor capacidad de conversión (FCC equivalente 63%)
- Incremento de un 25% de la producción de destilados medios en un mercado español con déficit estructural



A partir de 2012, aprovechamiento de la positiva y fuerte generación de caja gracias a su excelente posición integrada en el área de Downstream de Europa



YPF Captura del valor oculto de YPF con menor exposición y mayores beneficios

Expropiación

Gas Natural Fenosa Creación de un líder verticalmente integrado en el sector del gas y la electricidad



Plan Estratégico 2012-2016: Crecer desde nuestras fortalezas



Plan Estratégico 2012-2016: Crecer desde nuestras fortalezas



Alto crecimiento del Upstream

- Crecimiento producción 2011-2016⁽¹⁾:
Tasa de crecimiento⁽²⁾ superior al 7%
- Producción 2016: **500.000 bep/día**
- Tasa de reemplazo de reservas 2011-2016:
superior al 120%
- Inversiones promedio de Upstream: **2.950 Mill. €/año⁽³⁾**
(120% respecto al promedio 2008-2011)

Solidez financiera

- **Plan autofinanciado, con una generación de caja de 8.100/8.600 Mill. €** para dividendos y reducción de deuda.
- **Mantenimiento de la calificación crediticia**
- Desinversiones y venta de acciones en autocartera:
hasta 4.000/4.500 Mill. € en 2012-2016⁽⁴⁾

Maximizar el retorno del capital Downstream y GNL

- Flujo de caja libre promedio de Downstream:
1.200 Mill. €/año
- Inversiones promedio de Downstream:
750 Mill. €/año (-50% respecto al promedio 2008-2011)

Retribución competitiva a los accionistas

- Dividendo 2011: **1,16 €/acción**
(opción scrip dividend)
- 2012 en adelante: **pay-out del 40-55%**

La estrategia de nuestros negocios: 2012-2016

Upstream



Upstream 2012-2016



Foco en exploración

- **Inversión media superior a 1.000 Mill. USD/año⁽¹⁾**
 - 6,5 USD por barril equivalente producido: Entre los líderes de la industria

Aportando Crecimiento

- **Activos productivos**
 - Declino de la producción por debajo de 1,7% al año
- **10 proyectos clave en marcha**
 - Más de 200.000 bep/día de incremento de la producción neta en 2016
- **Objetivos estratégicos clave**
 - Crecimiento de la producción neta: Tasa de crecimiento superior al 7%⁽²⁾
 - Producción neta Upstream 2016: 500.000 bep/día
 - Tasa de reemplazo de reservas superior al 120%

Reequilibrio de la cartera de activos

- **Aumentando la exposición a áreas atractivas, a precios del crudo y a países OCDE**

Upstream 2012-2016: Foco en la exploración: Objetivos Sentando las bases para la nueva fase de crecimiento



Upstream 2012-2016: Aportando crecimiento

10 proyectos clave de crecimiento



Brasil

1 Sapinhoa- (Guará)
300 Kbp/d
WI: 15%
FID: 2010
FO: 2013
Inversión 12-16:
1.200 Mill. €

2 Carioca
150 Kbp/d
WI: 15%
FID: 2012
FO: 2016
Inversión 12-16:
800 Mill. €

EE.UU.

3 Zona central del continente
40 Kbp/d⁽¹⁾
Producción neta
-
FO: 2012
Inversión 12-16:
2.300 Mill. €

Rusia

6 AROG
50 Kbp/d
WI: 49%
-
FO: 2012
Inversión 12-16: 400 Mill. €

Norte Latinoamérica

7 Margarita-Huacaya (Bolivia)
102 Kbp/d
WI: 37,5%
FID: 2010
FG: 2012
Inversión 12-16: 300 Mill. €

8 Kinteroni (Perú)
40 Kbp/d
WI: 53,8%
FID: 2009
FG: 2012
Inversión 12-16: 70 Mill. €

9 Carabobo (Venezuela)
370 Kbp/d
WI: 11%
-
FO: 2013
Inversión 12-16:
700 Mill. €

10 Cardón IV (Venezuela)
53 Kbp/d⁽²⁾
WI: 32,5%
FID: 2011
FG: 2014
Inversión 12-16:
500 Mill. €

Africa y Europa

4 Reggane (Argelia)
48 Kbp/d
WI: 29,25%
FID: 2009
FG: 2016
Inversión 12-16:
400 Mill. €

5 Lubina-Montanazo (España)
5 Kbp/d
WI: 100-75%
FID: 2009
FO: 2012
Inversión 12-16: 20 Mill. €

A partir de 2016, nueva fase de crecimiento

Exploración

- **Recursos contingentes**
 - Alaska
 - C-33 (Seat, Gávea, Pao de Açúcar)
 - Presal Albacora
 - Sierra Leona
 - Buckskin
 - Malombe
 - Iguazú
 - Piracucá-Panoramix-Vampira
 - NC 200
- **Recursos prospectivos**
 - Golfo de México
 - Mar de Beaufort
 - Luisiana
 - Este de Canadá
 - Campos, Santos y Espírito Santo
 - Colombia: RC11, RC12 y Tayrona
 - Guyana: Jaguar I
 - Angola y Namibia
 - España y Portugal
 - Offshore de Noruega
 - Irlanda: Dunquin
 - Perú: Mapi, Mashira y Sagari
 - ...

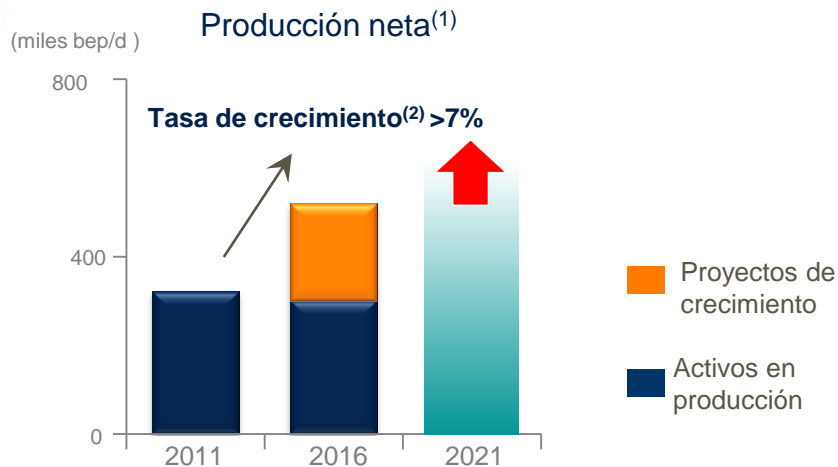
Los proyectos clave de crecimiento incrementan la producción neta: más de 200.000 bep/día en 2016

Upstream 2012-2016: Aportando crecimiento: objetivos



500.000 bep/d en 2016

Tasa de reemplazo de reservas
de 2012-2016 superior al 120%



Producción 2012-2016 basada en los activos actuales + proyectos de crecimiento

El objetivo de producción 2016 no depende de posibles recursos prospectivos ni contingentes procedentes de la exploración

Incorporación anual de recursos contingentes a través de la exploración: +300/350 Mill. bep⁽³⁾

La estrategia de nuestros negocios: 2012-2016

GNL



GNL 2012-2016: Aprovechar la integración y la flexibilidad del negocio para maximizar la rentabilidad



Aprovechar la integración en toda la cadena de valor

- Inversión en la cartera de activos finalizada
- Comercialización de más de 12 bcm/año de GNL, procedente principalmente de los proyectos integrados

Canport LNG Planta de regasificación

Capacidad total: 10 bcm/año
Participación de Repsol: 75%

Contrato de suministro
con Qatar (2,5 bcm/año)



Perú LNG 1 tren de licuefacción

Capacidad total: 5,9 bcm/año
Participación de Repsol en
líquidos: 20%
Comercialización: 5,9 bcm/año
FOB⁽¹⁾ con destino libre

Atlantic LNG 4 trenes de licuefacción

Capacidad total: 21 bcm/año
Participación de Repsol: 23%
Comercialización: 4,4 bcm/año
FOB⁽¹⁾ con destino libre

- Stream
Alianza con GNF
Sociedad al 50% con GN
- Activos de GNL de
Repsol

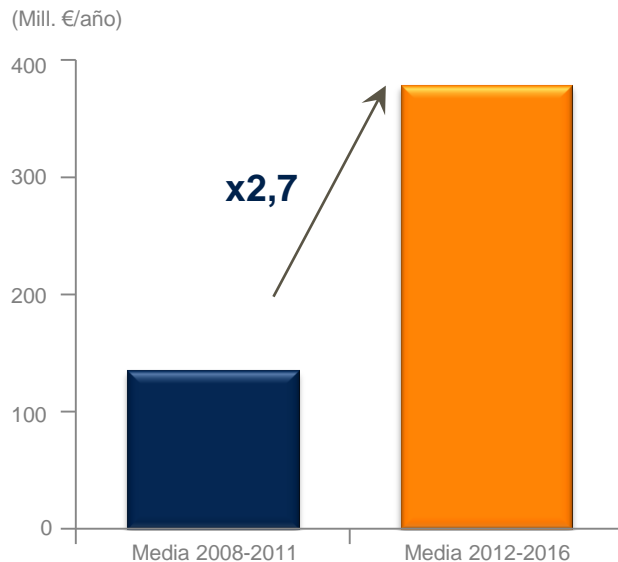
Finalización del ciclo inversor en los activos de las cuencas Atlántica y Pacífica

GNL 2012-2016: Maximizar la rentabilidad del negocio

Ciclo inversor finalizado

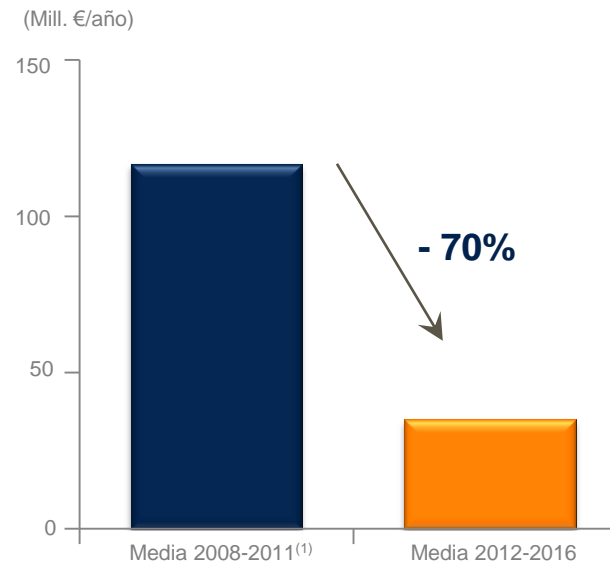


Cash Flow libre GNL



**Fuerte crecimiento del
Cash Flow libre de GNL**

Inversiones GNL



**Reducción de las inversiones tras
finalizar los proyectos clave**

1. Incluye 300 Mill. € de inversiones acumuladas en el período 2008-2011 en el proyecto Canaport LNG (400 Mill. € de inversión acumulada adicional antes de 2008)

La estrategia de nuestros negocios: 2012-2016

Downstream



Downstream 2012-2016: Maximizar el retorno de la inversión y la generación de caja



Finalizado el ciclo inversor en los activos y gestión de la cartera

- Aumento del margen de refino en unos 3 USD/bbl en 2016 por los nuevos proyectos
- Rendimiento de destilados medios líder en un mercado deficitario
- Desinversiones selectivas de activos no estratégicos durante el periodo 2012-2016

Maximización de los márgenes y el retorno de la inversión

- Inversión de 750 Mill. €/año en 2012-2016 (frente a los 1.600 Mill. €/año de 2008-2011)
- Generación a través de un flujo de caja libre promedio de más de 1.200 Mill. €/año 2012-2016

Aumentar los beneficios a través de la excelencia operativa y la eficiencia

- Excelencia operativa e iniciativas para eliminar cuellos de botella
- Mejora del margen integrado
- Programa de reducción del fondo de maniobra

Explotación de opciones de elevado valor de crecimiento con reducida necesidad de capital

- Aprovechamiento de nuestra cartera de activos en nichos de alta rentabilidad

Downstream 2012-2016: Aumentar los beneficios a través de la excelencia y la eficiencia operativa



Refino

- Reducción de los costes energéticos
 - Reducción de un 6% del consumo de energía en 2016
- Disminución de las emisiones de CO₂ en un 15% en 2016
- Excelencia operativa e iniciativas para la eliminación de cuellos de botella

Marketing

- Maximización del valor de los activos de marketing y de la posición competitiva
- Optimización de la red de estaciones de servicio
- Incremento de los márgenes del negocio "non-oil"
- Incremento del margen internacional de lubricantes y especialidades

Química

- Maximización del valor de la integración con el refino
- Continuación del programa de reducción de costes
- Programa de eficiencia
- Aplicaciones de alto valor añadido

GLP

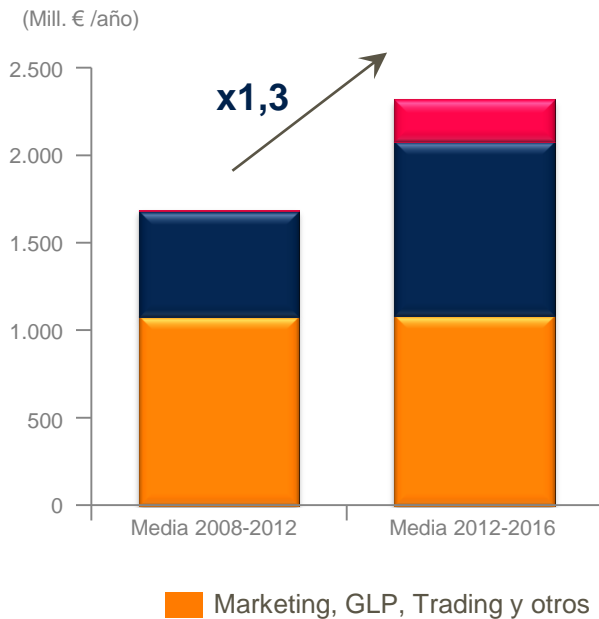
- Adecuación de la producción y la capacidad comercial a las condiciones del mercado en España
- Crecimiento de los beneficios en Latinoamérica gracias a las excelentes operaciones
- Optimización de la cartera

Maximización del margen integrado en Downstream

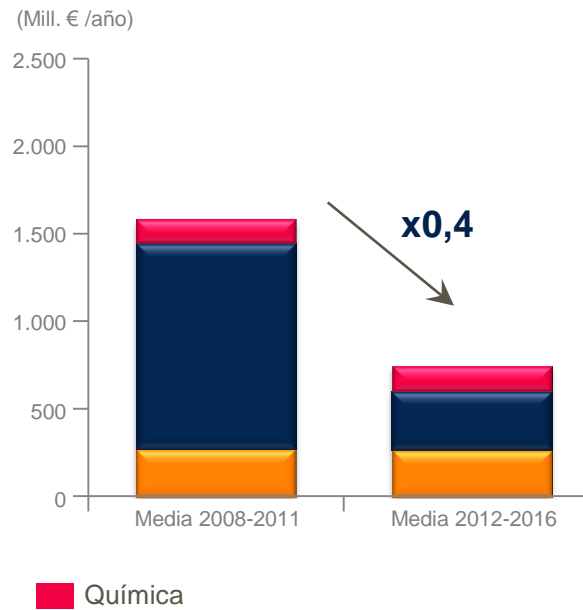
Downstream 2012-2016: Maximizar el retorno de los negocios y la disciplina financiera



Downstream EBITDA



Inversiones Downstream



**Elevados márgenes derivados de los
proyectos de expansión y conversión**

**Ciclo de inversiones finalizado en
Downstream**

La estrategia de nuestros negocios: 2012-2016

Gas Natural Fenosa

Gas Natural Fenosa



Gas Natural Fenosa

Estratégicamente

Una buena oportunidad como paquete industrial con valor estratégico intrínseco

Operativamente

Cartera de GNF con actividades muy complementarias a la de Repsol

Gestión de riesgos

Los mercados regulados ofrecen diversificación del riesgo y estabilidad para propósitos de calificaciones crediticias

Financieramente

Importante flujo de caja para Repsol vía dividendo que se espera se incremente a corto plazo

- GNF ha estimado alcanzar un EBITDA de 5.000 Mill. € en 2012

Diversificación, estabilidad y fuerte generación de caja

Perspectivas financieras



Disciplina financiera

- **Firme compromiso para mantener la calificación crediticia.**
 - Alternativas que permitirán reducir deuda entre 7.000-9.000⁽¹⁾ Mill. €:
 - Conversión de acciones preferentes
 - Venta del 5% de autocartera
 - Optimización del fondo de maniobra
 - Desinversiones selectivas
- **Mantenimiento de elevada liquidez**
- **Retribución competitiva para el accionista**

Plan estratégico autofinanciado



Desinversiones selectivas

- **1.360 mill. € de acciones en autocartera ya vendidas en el 1T de 2012**
- **Otras desinversiones actualmente en valoración teniendo en cuenta como criterio de rotación de activos:**
 - No estratégicos
 - Riesgo de exposición
 - Baja rentabilidad (ROCE)
 - Valor de mercado
 - Impacto financiero

Desinversiones de hasta 4.000/4.500 mill. € en 2012-2016⁽²⁾

Plan Estratégico 2012-2016: Programa de inversiones de 19.100 millones de euros claramente definido



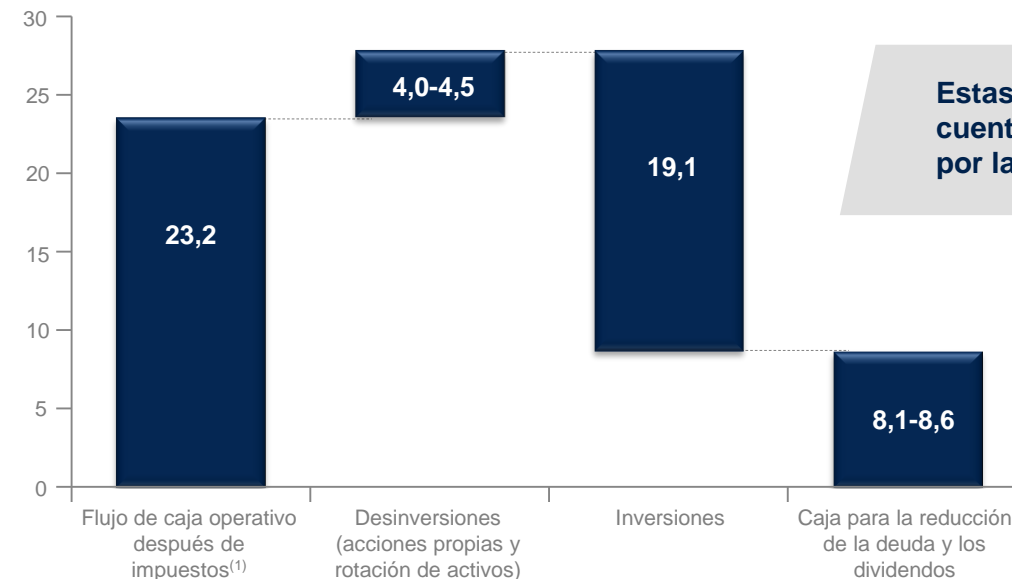
Inversiones acumuladas⁽¹⁾ (2012-2016)

miles Mill. €	Upstream	GNL	Downstream	Corporación	Total
Activos productivos	2,7	0,2	3,1	0,5	6,5
Proyectos de crecimiento + Desarrollos futuros ⁽²⁾ + Exploración	12,0	-	0,6	-	12,6
	14,7	0,2	3,7	0,5	19,1
	77%	1%	19%	3%	100%

Plan Estratégico 2012-2016: autofinanciado

Movimientos de caja 2012-2016

(miles Mill.€)



Estas cifras no tienen en cuenta la compensación por la expropiación de YPF

La autofinanciación se mantiene en un escenario de 80 USD/bbl

1. Incluidos los dividendos de las compañías participadas y los dividendos a minoritarios

Nota: asumiendo un escenario base: Crudo Brent (USD/bbl): 107 (2012), 95 (2013), 97 (2014), 100 (2015), 102 (2016); Henry Hub (USD/MMBtu): 2,5 (2012), 3,5 (2013), 4,0 (2014), 4,5 (2015), 4,5 (2016); Brent cracking margin NWE (USD/Bbl): 2,3 (2012), 2,4 (2013), 2,5 (2014), 2,6 (2015), 2,8 (2016); Tipo de cambio: 1,30 USD/€ (2012-2016) Nota 2: todos los cálculos excluyen YPF y con GNF en puesta en equivalencia.

Plan Estratégico 2012-2016: Crecer desde nuestras fortalezas

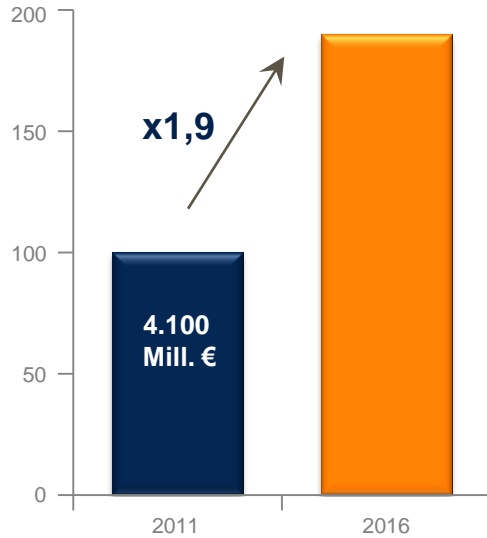


x1,9 EBITDA

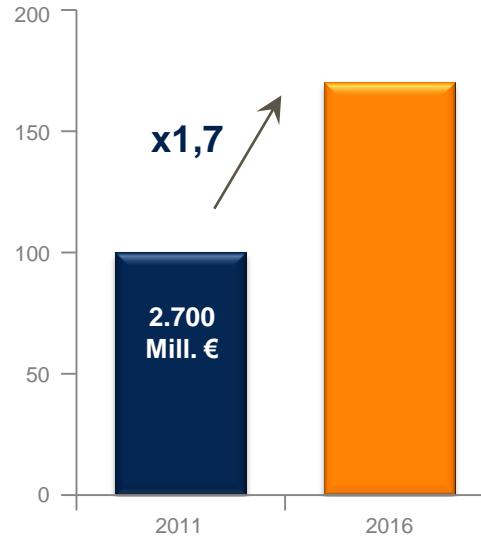
x1,7 EBIT

x1,8 Beneficio neto

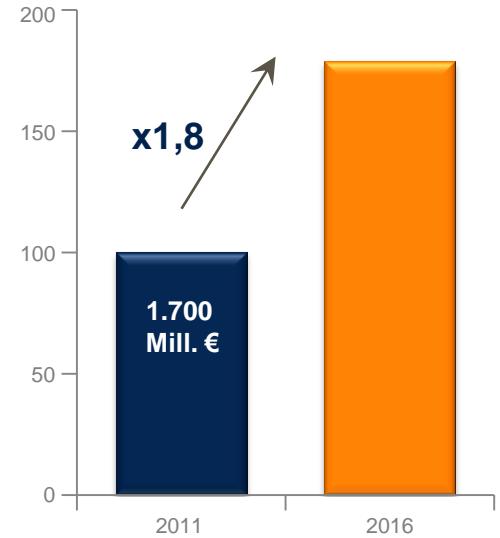
(Índice 2011)



(Índice 2011)



(Índice 2011)



Nota 1: asumiendo un escenario base: Crudo Brent (USD/bbl): 107 (2012), 95 (2013), 97 (2014), 100 (2015), 102 (2016); Henry Hub (USD/MMBtu): 2,5 (2012), 3,5 (2013), 4,0 (2014), 4,5 (2015), 4,5 (2016); Brent cracking margin NWE (USD/bbl): 2,3 (2012), 2,4 (2013), 2,5 (2014), 2,6 (2015), 2,8 (2016); Tipo de cambio: 1,30 USD/€ (2012-2016)
Nota 2: todos los cálculos excluyen YPF y con GNF en puesta en equivalencia

Conclusiones



Crecer desde nuestras fortalezas

Posicionada para el crecimiento

- Upstream como motor de crecimiento
- Foco en la exploración
- Objetivos basados en proyectos en fase de desarrollo

Rentabilidad

- Maximizar el retorno de la inversión
- Excelencia operacional
- Activos con inversiones finalizadas en Downstream y GNL

Sólida posición financiera

- Plan estratégico autofinanciado
- Compromiso para mantener la calificación crediticia
- Dividendo en línea con el sector

Senda clara para la creación de valor para los accionistas

Junta General de Accionistas 2012



31 de mayo de 2012 47